ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 2'2012

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Геосолитоны как фактор формирования залежей углеводородов

Инновационная технология оценки запасов нефти в пласте

Оптимизация расположения горизонтальных стволов скважин

Эффект Ребиндера в условиях буровой скважины – новый взгляд

Способ бурения с гидротранспортом керна

Динамика низа бурильной колонны

GROUP IDS
INTELLECT DRILLING SERVICES

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

INTELLECT DRILLING SERVICES

Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: info@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программы углубления скважины при бурении роторным способом и при использовании забойных двигателей;
- инженерное сопровождение программы углубления скважины с поставкой комплекта долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежного производства;
- отбор керна при роторном способе бурения и при использовании забойных двигателей усовершенствованными керноотборными снарядами;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ и проектов на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№2 2012г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Инновационная технология оценки и мониторинга запасов углеводородов в разрабатываемом нефтегазовом пласте. Добрынин С.И., Бобровников Л.З., Головин С.В., Мелаев Д.В.	5	Innovative technology for hydrocarbon reserve estimation and monitoring of working O&G seam. S.I. Dobrynin, L.Z. Bobrovnikov, S.V. Golovin, D.V. Melaev
Возможные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири. Гладков Е.А.	10	Possible resource of matrix oil in Eastern Siberia. E.A. Gladkov
Геосолитоны и нефть Поволжья. Малыхин М.Д., Малыхина И.В.	15	Geosolitons and oils of Volga region. M.D. Malykhin,I.V. Malykhina
Оптимизация работы скважин в условиях выноса песка на Анастасиевско-Троицком месторождении. Жихор П.С., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т.	18	Well operation enhancement while sand production for the Anastasievsko-Troickoe field. P.S. Zhikhor, G.T. Vartumjan, A.T. Koshelev
Оптимизация расположения стволов горизонтальных и многозабойных скважин в пласте на основе гидродинамического моделирования. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Киямова Д.Т.	21	Horizontal and multilateral horizontal wells. Wellbores positioning optimization based on hydrodynamic simulation. R.R. Ibatullin, A.V. Nasybullin, D.T. Kijamova
Исследование свойств газожидкостных смесей и выбор их рациональных составов для первичного вскрытия пластов с аномально низкими давлениями. Яковлев А.А., Турицына М.В.	27	Research of properties of liquid-gas mixtures and the choice of their rational structures for primary drilling-in for layers with abnormally low pressure. A.A. Jakovlev, M.V. Turicyna
Динамика низа бурильной колонны при глубоком бурении. Горшков Л.К.	32	The dynamics of BHA while deep drilling. L.V. Gorshkov
Современная методика проектирования и рациональная отработка замковых соединений бурильной колонны как фактор повышения эффективности строительства нефтегазовых скважин. Семин В.И., Цыбин А.А.	36	Modern methods for design and rational running of taper thread tool joints as a way to enhance efficiency of O&G well construction. V.I. Semin, A.A. Cybin
Быстроразъемное герметичное соединение насосно-компрессорных труб и способ его сборки-разборки. Лачинян Л.А.	38	Leak proof quick connect for tubing and way of its disassembly and assembly. L.A. Lachinjan
Долото с равномерным износом лопасти. Башкатов Д. Н.	41	The bit blade of uniform wear. D.N. Bashkatov
Временная зависимость прочности неорганических диэлектриков, механоэлектрические преобразования и эффект П.А. Ребиндера. Евсеев В.Д.	43	Time dependency for nonorganic dielectric material strength; mechanoelectrical conversion and Rehbinder effect. V.D. Evseev
Новый способ бурения с гидротранспортом керна. Будюков Ю.Е., Спирин В.И., Наумов О.А.	47	Novel method for counterflush core drilling. J.E. Budjukov, V.I. Spirin, O.A. Naumov
Предложения по совершенствованию входного контроля труб с бетонным покрытием. Попова А.И.	51	Offers on perfection of the entrance control of pipes with a concrete coating . A.I. Popova
VI научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Молодые - наукам о Земле". Жданов А.В.	53	VI scientific conference of students, postgraduates and young scientists: Young specialists for geosciences. A.V. Zhdanov
Аннотации статей	55	Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор
Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)
Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина
Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета
Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"
Герасименко Александр Петрович – генеральный директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина
Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»
Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет журнала:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина
Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина
Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета
Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)
Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»
Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru
Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.
Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.
Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 553.98 (47+57)

Инновационная технология оценки и мониторинга запасов углеводородов в разрабатываемом нефтегазовом пласте

С.И. Добрынин – канд. техн. наук, докторант;
Л.З. Бобровников – доктор техн. наук, профессор; С.В. Головин, Д.В. Мелаев
(МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, ЗАО «ИНГЕОТЕХ»)

Нефтегазовую промышленность, как весьма значимую часть минерально-сырьевого комплекса, с полным правом можно назвать стержнем экономики России. Она является одним из основных источников средств на модернизацию отечественной промышленности и развитие социальной сферы. Рациональное недропользование - основополагающий принцип государственной политики инновационного развития нефтегазовой промышленности, поэтому решение возникающих проблем здесь необходимо рассматривать как важную государственную задачу.

Главными целями рационального использования и охраны недр в период эксплуатации месторождений углеводородов являются:

- обеспечение экономически целесообразной полноты и комплексности разработки месторождений, предусмотренных проектно-технической документацией;
- предотвращение сверхнормативных эксплуатационных потерь полезных ископаемых.

Проведенный Федеральным агентством по недропользованию в 2006-2011 годах анализ материалов рассмотрения и согласования документации на разработку месторождений выявил ряд актуальных проблем, характерных, в том числе, и для нефтегазовой промышленности. [1].

Очень часто проектная документация на разработку месторождений выполнена на основе кондиций и запасов полезных ископаемых, утвержденных 10-35 лет назад и более, и, следовательно, не учитывает произошедших за этот период изменений, а именно:

- существенного повышения мировых и внутренних цен на продукцию;
- создания и внедрения более совершенного оборудования и новых технологий разведки и добычи углеводородов.

В результате не обеспечиваются полнота и комплексность разработки разведанных месторождений.

В условиях государственной собственности на недра при росте цен на минеральное сырье наблюдается тенденция снижения полноты отработки запасов, т.е. - повышения потерь балансовых и забалансовых запасов и ресурсов.

Зачастую из сферы производственного интереса исключается полностью или частично значительная часть извлекаемых запасов в зонах со сложными геолого-физическими и природными условиями. Нередки случаи, когда к разработке принимаются не все переданные недропользователю по лицензии запасы, а только отдельные «богатые» или находящиеся в более благоприятных условиях участки. Такой подход можно квалифицировать как выборочную отработку. Другими словами, в благоприятный для бизнеса период инвестор стремится «выхватить» наиболее богатые участки и получить сверхприбыль.

Участилось отключение высокообводненных, а также низкодебитных скважин на месторождениях и нарушение условий, необходимых для обеспечения повышенного коэффициента нефтеотдачи.

Иногда имеет место существенное отклонение фактической производительности предприятий от проектной, что является следствием:

- недостаточной обоснованности проектных решений;
- низкой подтверждаемости запасов;
- организационных недостатков в обеспечении выхода предприятий на проектную мощность.

К снижению фактической производительности часто приводит необоснованное применение форсированных способов отбора скважинной жидкости. Как правило, форсированный отбор является рациональным вариантом на завершающем этапе разработки нефтяной залежи. При этом данный этап необходимо проектировать, официально утверждать и обязательно выполнять.

На многих нефтепромыслах очень плохо обстоит дело с информацией об эксплуатации каждой скважины. В этих условиях для промысловиков форсированный отбор более приемлем и понятен, чем рациональный, так как для форсированного отбора не нужна или почти не нужна информация об эксплуатации. В условиях неполного объема информации об эксплуатации скважин, как правило, принимается решение о повышении производительности глубинных насосов. Вследствие этого, при нежелании и неумении устанавливать индивидуально по скважинам рациональные отборы, устанавливают форсированные, что приводит к уменьшению отбора нефти.

Еще одна причина уменьшения отбора нефти – различные нарушения проницаемости пластов при эксплуатации скважин: вторжение в пласт частиц или фильтрата бурового раствора, фильтрата цемента, несоответствие или нарушение перфорации, уплотнение материнской породы, закупоривание природными глинами, асфальтенами, парафинами и др.

В этом случае восстановление производительности скважин требует затратных сервисных работ, чем зачастую недропользователи пренебрегают.

В результате перечисленных выше факторов в настоящее время около трети существующих скважин не эксплуатируются, хотя реально многие из них еще имеют промышленный потенциал.

Независимо от причин, снижение фактической производительности добычи углеводородов является существенным нарушением принципа государственного регулирования недропользования.

В конечном итоге складывается весьма негативная картина - нефтегазовая промышленность России функционирует буквально на пределе возможности, о чем свидетельствует, к примеру, наметившееся падение нефте- и газодобычи даже в таких сверхнадежных районах, как Ханты-Мансийский АО и других районах Западной Сибири.

Современные геофизические технологии позволяют частично или полностью исключить негативные факторы, влияющие на формирование потерь полезных ископаемых при добыче. Ведущие геологические научные школы России разрабатывают новые технологии и оборудование, позволяющие решить описанные выше проблемы, и, в конечном итоге, существенно повысить экономическую эффективность российской нефтегазовой промышленности в целом.

Так специалистами ЗАО «ИНГЕОТЕХ» - дочернего инновационного предприятия МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе разработан и внедряется ряд технологий поиска, разведки и разработки углеводородов и других полезных ископаемых.

Одной из таких инновационных технологий, направленных на повышение эффективности добычи углеводородов, является тензорный вариант сейсмоэлектромагнитного метода (метод Т-СЭМ), предназначенный для определения объема нефтегазового флюида в залежи перед её разбуриванием, мониторинга и оценки объемов нефтегазового флюида, оставшегося в эксплуатируемой скважине после ее интенсивной гидродинамической обработки.

В результате интенсивной промышленной эксплуатации нефтегазового пласта с применением различных способов увеличения нефтеотдачи в пласте происходят существенные изменения: возникает вторичная пористость, обусловленная появлением системы микро- и макротрещин, перекрываются и частично разрушаются микро- и нанокапилляры, появляются зоны излишней обводненности и зоны с водонефтяной эмульсией и т.д. В конечном итоге существенно изменяются электрические и сейсмические характеристики и параметры нефтегазового пласта. По этим изменениям, если знать первоначальные параметры, полученные во время или перед разведочным бурением данного нефтегазового пласта, можно вполне достоверно оценить объем нефтегазового флюида, имеющегося в пласте на данный момент времени.

Это может быть сделано различными, давно применяемыми «стандартными» методами, но наиболее эффективным представляется разработанный специалистами ЗАО «ИНГЕОТЕХ» инновационный тензорный вариант сейсмоэлектромагнитного метода (метод Т-СЭМ), созданный на основе СЭМ-метода. [2], [3], [4].

Краткое описание СЭМ-метода

СЭМ-метод основан на вызванном сейсмоэлектромагнитном эффекте, возникающем непосредственно в нефтегазовом пласте при одновременном воздействии на нее сейсмических (упругих) колебаний и электромагнитных полей с соответствующим образом подобранными спектральными и временными характеристиками. При этом в пласте протекают сложные электродинамические, механоэлектрические, электрокинетические, электрохимические и электрические поляризационные процессы, которые возбуждают вокруг нефтегазового пласта вторичное электромагнитное поле специфической, весьма сложной формы.

В протекании этих процессов особую роль играет открытая (первичная и вторичная) пористость пород нефтегазового коллектора, обусловленная сообщающимися порами, капиллярами и микротрещинами.

Как показали натурные эксперименты, главную роль в возникновении сейсмоэлектромагнитного сигнала, особенно от глубокозалегающих нефтегазовых пластов, играют процессы в микро- нанокапиллярных каналах коллекторов, которые до сих пор строго теоретически и модельно детально не исследованы, что иногда существенно ограничивает возможности геологической интерпретации получаемых экспериментально результатов. Тем не менее, специалистами МГРИ-РГГРУ при проведении полевых работ было многократно доказано, что возникающий СЭМ-сигнал пропорционален:

- мощности продуктивного нефтегазового пласта;
- объему находящейся в нем нефти;
- проницаемости и открытой пористости коллектора;
- давления в пласте;
- степени вязкости нефти;
- температуре нефти и наличия растворенной воды и газа в ней;
- усредненной напряженности поляризующего электрического поля в пласте;
- усредненной амплитуде упругой (сейсмической) волны, действующей в пласте.

Из принимаемого на поверхности СЭМ-сигнала сложной формы выделяется специфического вида сигнал, обусловленный наличием в изучаемом пласте-ловушке углеводородов. Если в пласте углеводороды отсутствуют или их очень мало и они целиком вошли в состав образовавшейся (в результате сверхинтенсивной эксплуатации скважины) водонефтяной эмульсии, то сейсмоэлектромагнитный сигнал не возбуждается или имеет исчезающе малую величину (рис. 1).

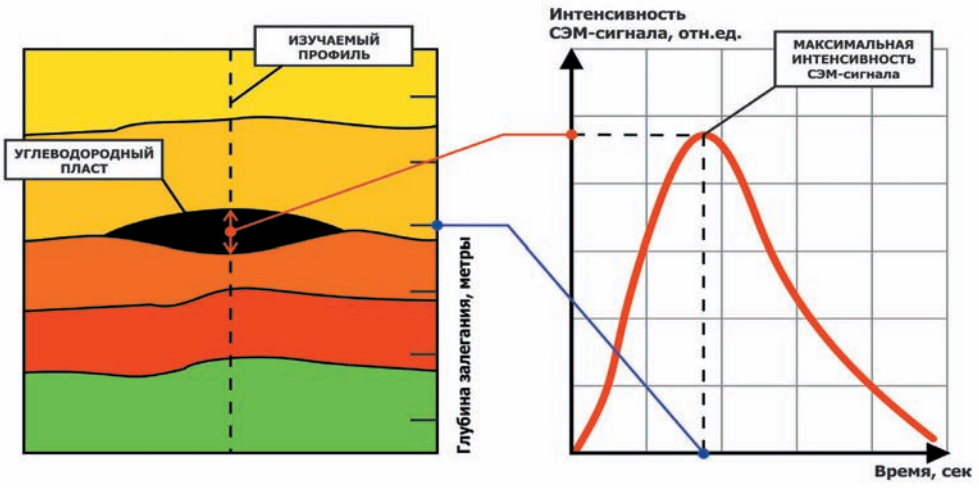


Рис. 1. Зависимость характеристик СЭМ-сигнала от мощности и глубины залегания изучаемого продуктивного пласта.

Таким образом, интенсивность принимаемого СЭМ-сигнала пропорциональна реальной мощности изучаемого продуктивного нефтегазового пласта (т.е. объему содержащейся в нем, не перемешанной с водой нефти).

По времени достижения СЭМ-сигналом максимального значения можно достаточно точно определить глубину залегания этого пласта и тем точнее, чем точнее известна скорость распространения упругих колебаний в изучаемом геологическом разрезе. Если нефтегазовая залежь является многопластовой, то при определенных условиях возбуждения первичных электрического и сейсмического полей, каждый отдельный продуктивный пласт достаточно большой мощности может отображаться в принимаемом сигнале в виде появления характерных максимумов и минимумов.

При детальном изучении многопластовой нефтегазовой залежи обычно проводится вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование, при котором временной сдвиг между электрическим и упругим импульсами изменяется дискретно, с достаточно малым шагом: от 2-х до 10-ти миллисекунд (мс).

В частности, на рис. 2 приводится пример детального изучения 8-ми пластовой нефтегазовой залежи. При средней скорости распространения упругих колебаний 2200 метров в секунду (м/с), на глубине около 1100 м отчетливо обнаруживаются три продуктивных пласта с максимумами СЭМ-сигналов на временных задержках 495, 500 и 505 мс.

При этом третий пласт - наиболее мощный и имеет эффективную толщину не менее 12-15 м. Четыре следующих продуктивных пласта расположены на глубинах от 1125 до 1175 м и хорошо прослеживаются на временных задержках в 515, 525, 530 и 540 мс. При этом наибольшую мощность (более 20 м) имеет 5-й продуктивный пласт.

8-й пласт, расположенный на глубине около 1600 м, отмечается на временной задержке в 733 мс и имеет мощность 10-12 м.

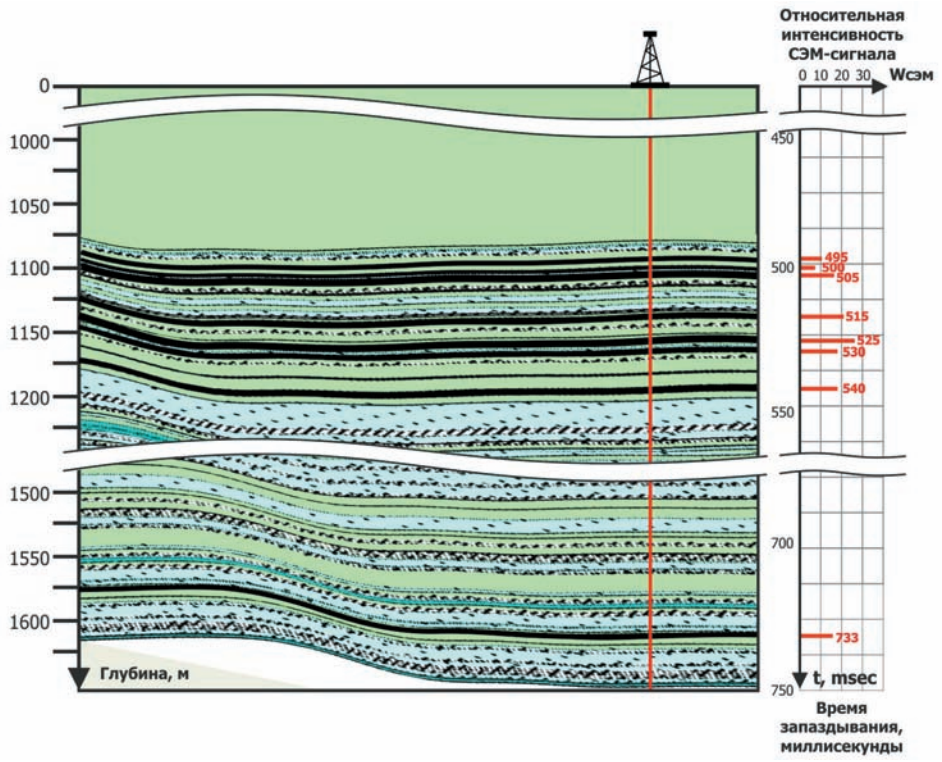


Рис. 2. Схематический разрез восьмипластовой нефтегазовой залежи.

Основные особенности метода Т-СЭМ

В тензорном варианте СЭМ-метода, разработанного специально для экспертной оценки и мониторинга действующих нефтегазовых скважин, используется более сложная технология, а именно - производятся одновременные многокомпонентные измерения многомерного вторичного электромагнитного поля, в общем случае возбуждаемого одновременно несколькими источниками электромагнитного поля и несколькими источниками сейсмических колебаний. В простейшем варианте, при горизонтально-слоистом геологическом разрезе и предполагаемом наличии в нем двух-трёх продуктивных нефтегазовых пластов, измерения интенсивности СЭМ-сигнала обычно проводятся путем возбуждения вторичного сейсмоэлектромагнитного поля с помощью одной питающей линии **AB** и одного источника упругих колебаний (спаркера). СЭМ-сигналы принимаются с помощью двух взаимно перпендикулярных приемных линий **MN**, перемещаемых по системе профилей, располагающихся с обеих сторон питающей линии **AB**.

На рис. 3 приводится структурная схема-модель, поясняющая технологию проведения исследования трехпластовой нефтегазовой залежи.

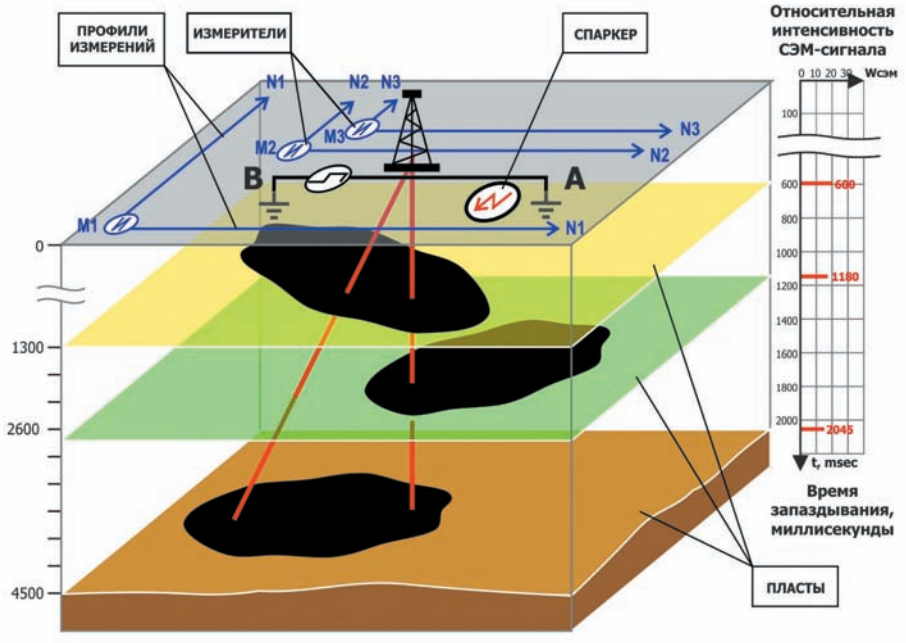


Рис. 3. Структурная схема-модель исследования трехпластовой нефтегазовой залежи по методу Т-СЭМ.`

По измеренным параметрам СЭМ-сигналов определяется их эффективная интенсивность и вычисляются главные значения тензоров вторичного сейсмоэлектромагнитного поля, что позволяет определить пространственное местоположение изучаемых нефтегазовых пластов.

В случае многопластовой нефтегазовой залежи с несколькими группами близко расположенных пластов малой мощности, например, на залежи, разрез которой показан на рис. 2, добыча может проводиться сразу из нескольких таких пластов. В этом случае имеет смысл измерять интегральную интенсивность СЭМ-сигнала, учитывающую объем нефтегазового флюида в целом, во всей группе близкорасположенных пластов. Это существенно упрощает проведение мониторинга изменения объема нефтегазового флюида в залежи в процессе добычи.

В частности на рис. 4 приводятся графики измерения интегральной интенсивности СЭМ-сигнала на профиле, проходящем вблизи устья скважины, ведущей добычу нефтегазового флюида из трех близко расположенных пластов, находящихся на глубине около 1100 м.

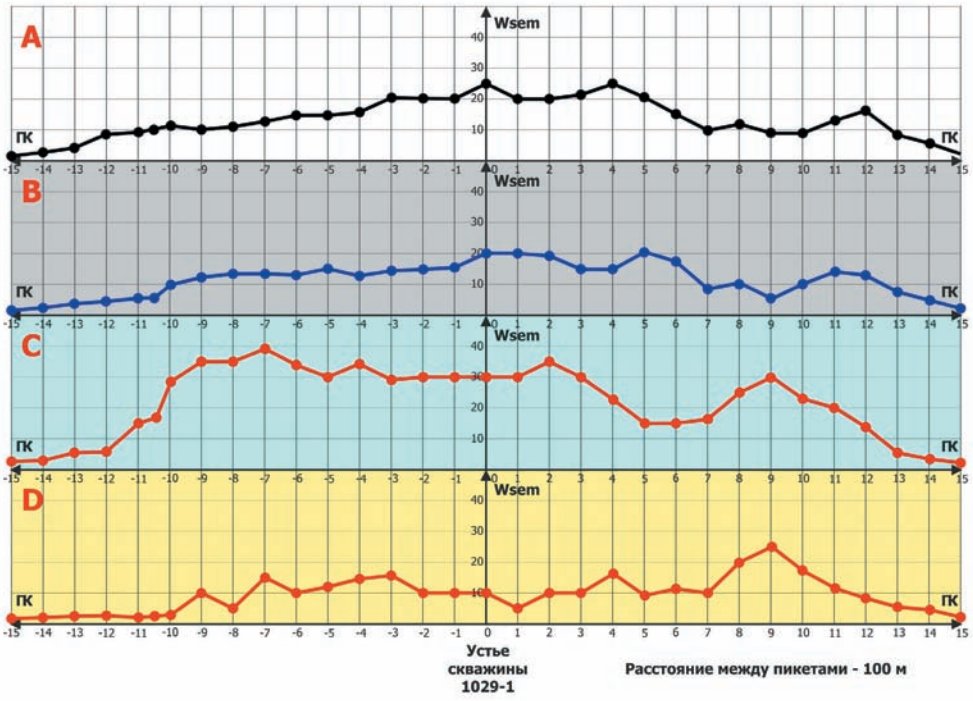


Рис. 4. Мониторинг СЭМ-сигналов на профиле «0», проходящим вблизи устья скважины № 1029-1.

На графике «**A**» (рис. 4) приводятся результаты измерения интегральной интенсивности СЭМ-сигналов, выполненные по профилю «0» в самом начале добычи, которая составляла в среднем 5 м^3 в сутки.

На графике «**B**» даются результаты измерений интегральной интенсивности СЭМ-сигналов, полученные после года добычи, которая уменьшилась до 3 м^3 в сутки.

На графике «**C**» приводятся результаты измерений интегральной интенсивности СЭМ-сигналов, полученные через 3 месяца после проведения интенсивных гидродинамических воздействий на все три пласта, в результате которых нефтеотдача возросла до 10 м^3 в сутки, но в течение года постепенно уменьшилась до 1,5 м^3 в сутки, после чего скважина была выведена из эксплуатации.

Однако, проведенные измерения по методу Т-СЭМ выявили, что в данной трёхпластовой залежи остались достаточно большие запасы нефтегазового флюида, которые были зафиксированы в восточной части залежи (зоне пикетов 7-11), о чем свидетельствует график «**D**».

Результаты мониторинга были подтверждены бурением, после чего данная нефтегазовая залежь эксплуатировалась еще 3 года, отдавая в среднем 3 м^3 нефти в сутки.

Таким образом, метод Т-СЭМ позволяет определять остаточные запасы нефтегазового флюида и не выводить раньше времени из эксплуатации малодебетные скважины.

Для практического применения метода Т-СЭМ специалистами ЗАО «ИНГЕОТЕХ» разработан инновационный измерительный комплекс, позволяющий определять как начальные, так и остаточные запасы нефтегазового флюида в пластах (рис. 5).

Комплекс конструктивно состоит из генераторного и измерительного блоков,

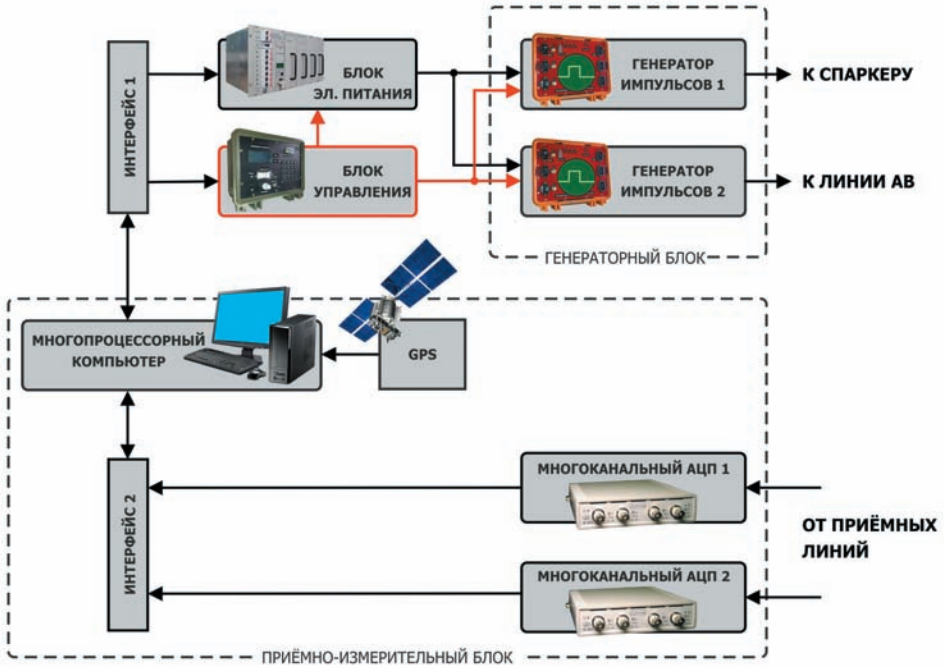


Рис. 5. Структурная схема измерительного комплекса аппаратуры «Т-СЭМ».

каждый из которых содержит несколько отдельных специализированных субблоков, позволяющих гибко изменять конфигурацию комплекса в целом, оптимизируя его для решения той или иной конкретной разведочной задачи.

Генераторный блок выполнен в виде двух (или 4-х) генераторов импульсов:

- для возбуждения токов в одной или двух питающих линиях **АВ**;
- для обеспечения работы одного или двух спаркеров (электроискровых генераторов упругих сейсмических колебаний).

Генератор импульсов для питающей линии **АВ** представляет собой тиристорно-транзисторный инвертор с микропроцессорным управлением, способный обеспечить в заземленной питающей линии электрический ток заданной формы и, соответственно, заданного спектрального состава со строго стабильной амплитудой. Для измерения многочастотных амплитудно-фазовых и амплитудно-частотных геоэлектрических параметров геологического разреза ток может быть:

- знакопеременным, с импульсами заданной частоты повторения и широтно-импульсной регулируемой длительности каждого полупериода;
- пульсирующим (однополярным), с огибающей в виде меандра;
- специальной, несимметричной формы, определяемой конкретными геолого-геофизическими условиями.

В импульсных режимах генератор способен обеспечивать токи до 1000 А при напряжении до 2000 В, а при работе в непрерывных режимах генератор позволяет генерировать токи до 200 А при напряжении до 2000 В (при средней мощности первичного источника питания до 200 кВт).

Генератор импульсов для питания спаркера также представляет собой тиристорно-транзисторный инвертор с микропроцессорным управлением, способный обеспечить рабочие токи в разрядниках спаркера с амплитудой до 2000-3000 А.

Приемно-измерительный блок состоит из 2-х независимых субблоков, позволяющих проводить измерения параметров всех компонент вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала. Приёмно-измерительный блок выполнен на базе высокопроизводительного компьютера в комплекте со специальными входными устройствами, состоящими из 16-24-х прецизионных, гальванически разделенных между собой малошумящих масштабных усилителей и 18-24-х разрядных аналого-цифровых преобразователей.

Входные масштабные усилители работают в частотном диапазоне от постоянного тока до 1000 Гц. Уровень собственных шумов, приведенных к входу на частоте 0,1 Гц, не превышает 0,05 мкВ.

При проведении работ в труднодоступных условиях (горы, сильно пересеченная местность, тайга и т.д.) измерительные субблоки могут использоваться в конструктивно облегченных переносных вариантах и работать в автономных режимах. При этом сигналы синхронизации работы генераторных и приемных устройств, а также результаты измерений передаются для обработки в многопроцессорный компьютер по радиоканалу.

Приемно-измерительный блок в целом позволяет проводить исследования импульсно-переходных и амплитудно-фазовых характеристик изучаемого геоэлектрического разреза и обеспечивает:

- измерение процессов нарастания и спада принимаемых электромагнитных сигналов с регулируемой детальностью с интервалами отсчетов в пределах 10 мкс-100 мс;
- измерения амплитуды и фазы отдельных спектральных составляющих с погрешностью отсчета не более 0,2% (амплитуды) и 0,05 градуса (фазы) даже в условиях интенсивных электромагнитных помех вблизи действующей скважины. Это достигается применением цифровой фильтрации и метода накопления в процессе первичной обработки принимаемых сигналов, которые затем окончательно обрабатываются по специальным программам, основанным на нейросетевых методах распознавания образов.

Таким образом, результаты измерений проходят экспресс-обработку и интерпретируются с помощью входящего в комплекс высокопроизводительного многопроцессорного компьютера непосредственно в процессе проведения полевых исследований. Топографическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью системы GPS.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксенов С.А., Филиппов С.А. Рациональное освоение недр – основа концептуального подхода ЦКР-ТПИ Роснедр при рассмотрении и согласовании проектной документации на разработку месторождений ТПИ. // Рациональное освоение недр. - М.: ЦКР-ТПИ Роснедр, 2012.

2. Бобровников Л.З., Брюховецкий О.С., Михайлов В.А. Новый метод прямых поисков и разведки нефтегазовых месторождений. // Геология и разведка. М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2009. - №6.

3. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть 1). // Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - №1. с. 5-9

4. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть 2). // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - №2. – с. 6-10

УДК 553.98

Возможные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири

Е.А. Гладков – канд. г.-м. наук
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет; Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Томское отделение)

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время существует две основных гипотезы происхождения нефти – органическая и неорганическая.

В основе органической (биогенной) теории лежит представление о происхождении нефти из биогенного органического вещества осадочных отложений. Этот процесс, по мнению сторонников органической теории, носит стадийный характер в процессе которого органическое вещество преобразуется в нефть.

Уже давно было установлено, что большинство осадочных отложений морского (субаквального) происхождения содержит определенное количество рассеянных органических веществ: остатки растительного и животного мира. В количественном отношении органическое вещество осадочных отложений составляет от граммов на 1 м^3 породы в соленосных отложениях до 6 кг на 1 м^3 в горючих сланцах. В глинах содержание органического вещества (ОВ) составляет 300-500 г на 1 м^3, в алевролитах – 200 г на 1 м^3, в известняках – 250 г на 1 м^3 породы. Кларковое значение органического вещества принимается 400 г на 1 м^3 породы. Различают органическое вещество сапропелевого типа и гумусового типа. Если накопление и изменение органического вещества происходит под водой при недостаточном доступе воздуха, оно сводится к процессу перегнивания, возникают углеводы. Это гумусовые вещества (главная часть почвы). Если же изменение органического вещества происходит под водой, без доступа кислорода, то происходит процесс гниения – это восстановительный процесс в химическом отношении (еще Потонье назвал «медленную перегонку»). И.М. Губкин писал в своей книге «Учение о нефти», что «мелкие застойные бассейны являются типичными районами отложения органического вещества углеводородного состава. В огромных количествах здесь развиваются сине-зеленые водоросли, мелкие членистоногие и другой планктон. Умирая, последние вместе с остатками других растений падают на дно бассейна, образуя мягкий, иногда мощный слой органического ила, который называется «сапропель» [1].

Итак, процесс нефтеобразования согласно органической теории – стадийный. На стадиях осадконакопления и диагенеза (становления осадка) формируются нефтегазоматеринские породы, обогащенные органическим веществом. На стадии катагенеза реализуются потенциальные возможности нефтегазоматеринских пород генерировать газ, нефть, конденсат. Процесс начинается с образования газа, которое сопутствует нефтеобразованию и завершает его.

Процесс интенсивного образования нефти Н.Б. Вассоевич [2] назвал Главной фазой нефтеобразования, а глубинный интервал – Главной зоной нефтеобразования (ГЗН). Температура в Главной зоне нефтеобразования – 60–150 °С. Такие температуры в среднем существуют на глубинах 2-4 км, в зависимости от геотермического градиента. При температуре 150 °С из керогена интенсивно генерируются нефть, конденсат и жирный газ. А.Э. Конторович подсчитал, что в Главной зоне нефтеобразования из одной тонны органического вещества сапропелевого типа образуется 37 кг битумоида, а в случае гумусового типа – 16-19 кг [3].

Происхождение нефти из органического материала было блестяще подтверждено в 1888 году двумя немецкими учеными Г. Гефером и К. Энглером, поставившими опыты по перегонке рыбьего жира при температуре 4000 °С и давлении порядка 1 МПа. Им удалось получить и предельные углеводороды, и парафин, и смазочные масла, в состав которых входили алкены, нафтены и арены.

Позднее, в 1919 году, академик Н.Д. Зелинский провел похожий опыт, но исходным материалом послужил органический ил растительного происхождения – сапропель – из озера Балшах. При его переработке удалось получить: сырую смолу – 63,2%, кокс – 16%, газы (метан, окись углерода, водород, сероводород.) – 20,8%. При последующей переработке смолы из нее извлекли бензин, керосин и тяжелые масла. Итак, опытным путём было доказано, что нефть - производные при разложении органики либо животного, либо растительного происхождения, либо их смеси.

Так опытным путем была доказана теория органического происхождения нефти.

Неорганическая теория происхождения нефти сформировалась постепенно, и к тому моменту, когда Д.И. Менделеев выдвинул свою теорию карбидного происхождения нефти, неорганики накопили достаточное количество фактов и рассуждений. Впервые идея о минеральном происхождении нефти была высказана в 1805 году известным ученым и путешественником Александром Гумбольдтом.

В 1866 году французский химик М. Бертло выдвинул предположение, что нефть образуется в недрах Земли при воздействии углекислоты на щелочные металлы. А французский химик Г. Биассон в 1871 году высказал идею о происхождении нефти путем взаимодействия воды, CO_2 и H_2S с раскаленным железом. Эксперименты по неорганическому синтезу углеводородов, проведенные этими исследователями, в значительной степени способствовали развитию гипотезы минерального происхождения нефти.

В 1877 году ранее придерживавшийся представлений о биологическом происхождении нефти известный русский химик Дмитрий Менделеев в своей работе «Нефтяная про-

мышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе» сформулировал гипотезу, согласно которой нефть образуется на больших глубинах при высокой температуре вследствие взаимодействия воды с карбидами металлов. Еще более подробно эти взгляды были развиты им в статье «Нефть», опубликованной двадцать лет спустя в XX томе энциклопедического словаря Брокгауза-Ефрона.

Лабораторные исследования, проведенные Д.И. Менделеевым и некоторыми другими учеными, показывали, что под воздействием водяных паров на карбиды тяжелых металлов выделяются углеводороды, сходные с углеводородами, содержащимися в нефти. Это привело Менделеева к мысли, что в процессе горообразования вода проникает по трещинам земной коры в глубину недр, где взаимодействует с карбидами тяжелых металлов. В результате такого взаимодействия выделяются газообразные углеводороды.

Поднимаясь в силу своей подвижности и давления пластов земной коры в вышележащие пористые слои осадочных пород, часть смеси конденсировалась, давая скопления нефти, а другая часть пропитывала породы и образовывала горючие сланцы, жирные угли и другие битуминозные породы. Некоторая доля смеси окислялась и давала продукты, подобные асфальтам, и, наконец, основная ее часть так или иначе сгорала, образуя углекислоту и воду.

Наиболее благоприятными моментами в истории Земли для образования нефти Д.И. Менделеев считал эпохи «подъемов горных кряжей». В такие эпохи, по его мнению, как раз и создавались удобные пути как для проникновения воды в недра планеты, так и для проникновения паров нефти и газов из недр Земли к ее поверхности.

Д.И. Менделеев был поражен видимой связью выходов нефти и газа с горными хребтами. В то время не было еще известно, что поверхностные нефтепроявления сопровождают лишь очень небольшую часть залежей нефти, поэтому ученый принял эту связь за всеобщую закономерность. Он рассматривал разломы, рассекающие земную кору по окраинам горных хребтов, как пути для перемещения океанических и морских вод в недра земли, а нефтяных паров – в обратном направлении, вверх.

В 1877-1878 годах французские ученые, воздействуя соляной кислотой на зеркальный чугун и водяными парами на железо при белом калении, получили водород и значительное количество углеводородов, которые даже по запаху напоминали нефть.

Также абиогенную, но иную – космическую теорию происхождения нефти – выдвинул в 1892 году русский геолог Н. Соколов. Он считал, что углеводороды изначально существовали в первозданном веществе Земли или образовались на ранних высокотемпературных стадиях ее формирования. С охлаждением Земли нефть поглощалась и растворялась в жидкой расплавленной магме. Впоследствии, когда возникла земная кора, из магмы выделялись углеводороды, которые по трещинам в земной коре поднимались в верхние части, сгущались и там образовали скопления. В доказательство своей теории Соколов приводил факты обнаружения углеводородов в метеоритах.

Рассказ о неорганических гипотезах нельзя будет считать полным, если не упомянуть известного геолога-нефтяника Н.А. Кудрявцева. В 50-е годы он собрал и обобщил огромный геологический материал по нефтяным и газовым месторождениям мира.

Прежде всего, Н.А. Кудрявцев обратил внимание на то, что многие месторождения нефти и газа обнаруживаются под зонами глубинных разломов земной коры. Сама по себе такая мысль не была новой: на это обстоятельство обратил еще Д.И. Менделеев. Но Н.А. Кудрявцев намного расширил географию применения таких выводов, глубже обосновал их.

Например, на севере Сибири, в районе так называемого Мархининского вала, очень часто встречаются выходы нефти на поверхность. На глубину до двух километров все горные породы буквально пропитаны нефтью. В то же время, как показал анализ, количество углерода, образовавшегося одновременно с породой чрезвычайно невелико – 0,02–0,4%. Но по мере удаления от вала количество пород, богатых органическими соединениями, возрастает, а вот количество нефти резко уменьшается.

На основании этих и других данных Н.А. Кудрявцев утверждал, что нефтегазоносность Мархининского вала, скорее всего, связана не с органическим веществом, а с глубинным разломом, который и поставляет нефть из недр планеты.

Подобные же образования имеются в других регионах мира. Скажем, в штате Вайоминг (США) жители издавна отапливают дома кусками асфальта, который они берут в трещинах горных город соседних Медных гор. Но сами по себе граниты, из которых состоят те горы, не могут накапливать нефть и газ. Эти полезные ископаемые могут поступить только из земных глубин по образовавшимся трещинам.

Более того, найдены следы нефти в кимберлитовых трубках – тех самых, в которых природа осуществила синтез алмазов. Такие каналы взрывного разлома земной коры, образовавшиеся в результате прорыва глубинных газов и магмы, могут оказаться вполне подходящим местом и для образования нефти и газа.

Обобщив эти и множество других фактов, Н.А. Кудрявцев создал свою магматическую гипотезу происхождения нефти. В мантии Земли под давлением и при высокой температуре из углерода и водорода сначала образуются сначала углеводородные радикалы CH, CH_2 и CH_3. Они движутся в веществе мантии от области высокого к области низкого давления. А так как в зоне разломов перепад давлений особенно ощутим, углероды и направляются в первую очередь именно сюда. Поднимаясь в слои земной коры, углеводороды в менее нагретых зонах реагируют друг с другом и с водородом, образуя нефть. Затем образовавшаяся жидкость может перемещаться как вертикально, так и горизонтально по имеющимся в породе трещинам, скапливаясь в ловушках.

Таким образом, к концу XIX века четко обособились 2 полярных взгляда на проблему происхождения нефти: органическая и неорганическая. И последующие годы добавляли в их копилку новые сведения.

В конце 80-х годов А.Э. Конторович с соавторами [4] подводил основные итоги исследования по теории нефтегазообразования в XX веке, в результате чего были сформулированы наиболее актуальные направления, по которым необходимо развивать исследования в XXI веке. Среди них на первом месте разработка нелинейной теории нафтидогенеза, концепция эволюции нафтидогенеза в истории Земли, в том числе в результате проявления космических воздействий, циклов Уилсона и внутримантийных процессов.

О СВЯЗИ ГЕЛИЯ И МАТРИЧНОЙ НЕФТИ

В конце 1980-х годов (под руководством А.Н. Дмитриевского) проводились исследования остатков из сепарационного оборудования и образцов керна Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, в результате чего был открыт новый вид углеводородного сырья – «матричная нефть» [5]. Были выделены высокомолекулярные компоненты (ВМК), состоящие из озокерито-церезиноподобных образований, асфальтенов, смол, твердых парафинов и углеводородов нефтяного

ряда [5]. Оказалось, что Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение содержит не только запасы газа и конденсата, но и соизмеримые с ними по величине запасы природного высокомолекулярного сырья, названного матричной нефтью. И если свободные газ и конденсат заполняют поровые объемы, то высокомолекулярные компоненты в продуктивных отложениях газоконденсатных месторождений в основном являются составляющей плотной карбонатной породообразующей матрицы. Матричная нефть газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений - это уникальное по своим свойствам природное образование, особый тип нефтей, содержащих, в том числе, крайне сложные объемные высокомолекулярные фуллереноподобные соединения C_{60}, C_{80}, C_{100}, связанные с плотной частью карбонатных пород, иначе говоря, карбонатной матрицей [5, 6]. Суммарные геологические запасы матричной нефти Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения составляют 2,56 млрд. т. [6]. При этом, уже в стадию раннего диагенеза происходит формирование карбонатно-органических полимеров (КОП). Более детально процесс формирования КОП рассмотрен в статье А.Н. Дмитриевского «Полигенез нефти и газа» [5].

Одним из наиболее ценных компонентов, добываемых на Оренбургского нефтегазоконденсатном месторождении, является гелий. В России он производится только на одном заводе — Оренбургском газоперерабатывающем заводе, входящем в состав ООО «Газпром добыча Оренбург».

Интересно отметить, что Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение относится к «бедным» по содержанию гелия месторождениям — объемная доля этого вещества в газе составляет до 0,055%. В «богатых» месторождениях содержится более 0,5% гелия, в рядовых — 0,1–0,5%. Все месторождения с содержанием гелия менее 0,1% причисляются к «бедным».

Из разведанных в России месторождений природного газа, в настоящее время, в качестве источника гелия могут рассматриваться около 176 объектов. К крупнейшим гелиевым месторождениям России относятся: Ковыктинское в Иркутской области - объем разведанных запасов категорий $A+B+C_1$ - 3381 млн. м^3, Чаяндинское в Республике Саха (Якутия) - 1848 млн. м^3, Собинское в Эвенкийском АО - 795 млн. м^3, Астраханское в Астраханской области - 625 млн. м^3, Среднеботуобинское в Республике Саха (Якутия) - 606 млн. м^3, Оренбургское в Оренбургской области - 461 млн. м^3, Тас-Юряхское в Республике Саха (Якутия) - 409 млн. м^3. [7].

На территории России по категории запасов ABC_1+C_2 находится около 18,76 млрд. м^3 гелия (учтены запасы гелия в свободных газах при $He \geq 0,05$ %), при этом в Восточной Сибири более 86% от всех запасов гелия (таблица 1).

В настоящее время освоение высокогелиеносных газов Восточной Сибири весьма затруднительно. И если своевременно не защитить содержащиеся в них ресурсы гелия, то они будут утрачены, причем для России навсегда, т.к. иных нефтегазовых бассейнов с геологически благоприятными условиями гелиенакопления у нас нет. Да и в мире в целом таких регионов единицы. За более чем 100-летнюю практику нефтегазопоисков они выявлены лишь на Североамериканском континенте (США, Канада), в Северной Африке (Алжир) и на юге Сибирской платформы в России [7].

РЕСУРСЫ МАТРИЧНОЙ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Как хорошо видно из табл. 1, гелием «заражена» большая часть месторождений углеводородов Восточной Сибири. В частности, Юрубчено-Тохомское месторождение сложено породами близкими по своим свойствам к породам Оренбургского месторождения.

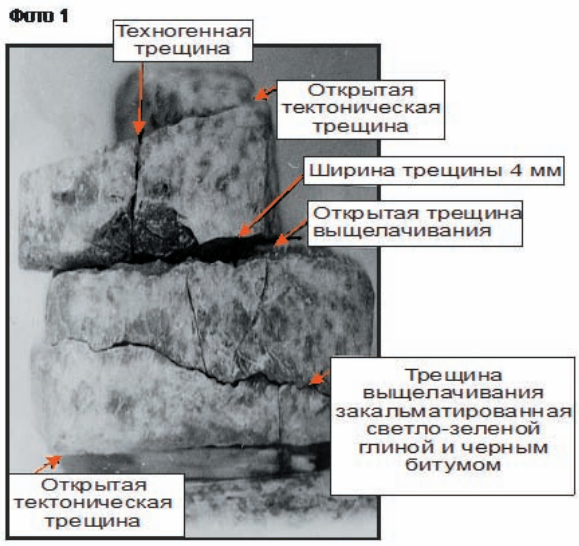
Оренбургское газоконденсатное месторождение — крупнейшее в Волго-Уральской провинции. Оно приурочено к антиклинальной валообразной

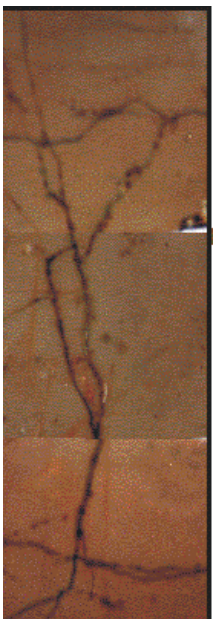
Таблица 1. Главнейшие газогелиевые месторождения Восточной Сибири (на 01.01.2009 г.) (по данным Якуцени В.П. [7]).

Субъект Федерации, месторождение, его тип	Запасы гелия, млрд. м^3		Основной химический состав газа,% (об)			
	ABC_1	C_2	He	CH_4	Т.у.	N_2
Красноярский край (Эвенкийская АО)						
Пайгинское, НГК	0,05	-	0,525	69,8	8	21,5
Собинское, НГК	0,8	0,1	0,576	67,5	6,4	25,26
Юрубчено-Тохомское, НГК	0,3	0,5	0,183	83	8,4	7,8
Иркутская обл.						
Марковское, НГК	0,04	0,02	0,3	-	-	-
Ярактинское, НГК	0,07	-	0,226	82,6	11,1	6,2
Дулисьминское, НГК	0,18	0,04	0,26	84,1	6,8	6,8
Чиканское, ГК	0,04	0,17	0,2-0,32	-	-	-
Ковыктинское, ГК	3,88	1,2	0,276	92,3	5,7	1,5
Р-ка Саха (Якутия)						
Талаканское, НГК	0,09	0,05	0,24	-	-	-
Верхневилючанское, НГ	0,18	0,1	0,13	84,5	7,5	7,46
Тас-Юряхское, НГК	0,41	0,05	0,38	84,4	7	8,1
Среднеботуобинское, НГК	0,75	0,04	0,20-0,67	83,8	6,9	8
Чаяндинское, НГК	1,85	5,3	0,43-0,63	85,6	6,4	8,2
Всего:	**8,64**	**7,57**	-	-	-	-

складке длиной 107 км, шириной 22 км, высотой 524 м. Залежь массивного типа, коллекторы — в основном трещиноватые известняки и доломиты.

Основная залежь Юрубчено-Тохомского месторождения приурочена к горизонту РІ-2Д. Она имеет наибольшую площадь распространения (764 км^2), ее длина составляет 63,5 км, ширина 20 км, высота 127 м. Залежь приурочена к карбонатным отложениям Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – кавернозно-трещинный (рис. 1).





Скважина Юр-5Б. Глубина 2234,1+3,5 м. Доломит фитогенный, тонкозернистый, трещиноватый. По *трещинам* - рудный, частично окисленный.

Рис. 1. Характеристика рифейских карбонатов Восточной Сибири.

На обоих месторождениях породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства.

Продуктивный разрез Оренбургского месторождения представлен в разной степени сульфатизированными и доломитизированными, трещиноватыми с прослоями и линзами глин карбонатными породами, а для Юрубчено-Тохомского месторождения характерными особенностями является сильное и неравномерное окремнение пород и высокая степень перекристаллизации доломитов. При этом кремнистый материал неравномерно рассеян по породе, присутствует в виде линз, желваков. Окварцевание часто происходит вдоль трещин. Толщина зон окремнения до 0,2 мм, изредка - до 3 мм. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом.

Юрубчено-Тохомское месторождение контролируется массивными трещинными резервуарами, составленными интенсивно катагенетически измененными метасомтаически доломитизированными хемобиогенно-карбонатными породами.

Характерными особенностями продуктивных отложений является сильное и неравномерное их окремнение, а также высокая степень перекристаллизации доломитов, что, по мнению Е.А. Гладкова [9, 10] указывает на их деформационно-метасоматическое преобразование и полигенное формирование залежей углеводородов на Юрубчено–Тохомском месторождении.

Деформационно-метасоматические преобразования сопровождались активным влиянием высокотемпературных гидротермальных растворов. Интересно отметить тот факт, что согласно современным представлениям, нефти, образование которых связано с высокотемпературными условиями и высокими скоростями флюидного потока, называются гидротермальными [11, 12]. Однако, даже слабоминерализованная вода может выступать в качестве растворителя, способного изменять породу.

Так в работе А.А. Галкина и В.В. Лунина [13] приведены данные по изменению свойств воды с повышением температуры, показывающие, что при увеличении температуры с 25 до 300 °С плотность воды падает с 0,997 до 0,713 г/см^3, диэлектрическая константа снижается, меняются параметры растворимости. Константа диссоциации при этом увеличивается приблизительно на три порядка – от $10^{13,99}$ до $10^{11,30}$. При этом изменения растворяющей способности воды при 300 °С будут аналогичны растворяющим свойствам ацетона при 25 °С. Вода в этих условиях будет действовать не только как растворитель, но и как реагент и даже как катализатор [13].

При гидротермальных процессах наблюдаются существенные изменения в микроструктурном составе породообразующих карбонатных минералов. Так на Абдрахмановской площади [14], в результате гидротермальной обработки породы, произошли микроструктурные изменения в породообразующих минералах, обусловленные наличием перекристаллизованных структур кальцита и новообразованных кристаллов доломита. При этом в породе увеличились и дополнительно образовались сообщающиеся между собой поры, способствующие увеличению нефтеизвлечения [14]

Гелий — удобный индикатор для геологов. При помощи гелиевой съёмки можно определять на поверхности Земли расположение глубинных разломов. Гелий, как продукт распада радиоактивных элементов, насыщающих верхний слой земной коры, просачивается по трещинам, поднимается в атмосферу, а затем в космическое пространство. Такие трещины и особенно места их пересечения, обладают высокими концентрациями гелия. Это явление было впервые установлено советским геофизиком И.Н. Яницким во время поисков урановых руд и признано как научное открытие в следующей формулировке: «Экспериментально установлена неизвестная ранее закономерность, заключающаяся в том, что распределение аномальных (повышенных) концентраций свободного подвижного гелия зависит от глубинных, в том числе рудоносных, разломов земной коры». Эта закономерность используется для исследования глубинного строения Земли и поиска руд цветных и редких металлов [15].

В подтверждении гипотезы о полигенной природе нефти в рифейских карбонатных трещиновато-кавернозных коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения проведем несложные вычисления.

В настоящий момент утвержденные извлекаемые запасы нефти приняты

около 321 млн. тонн, при утвержденном коэффициенте извлечения нефти (КИН) в 0,392, геологические запасы составят около 819 млн. тонн. Площадь распространения коллектора 2025 км^2 (или 2025000000 м^2), а средняя нефтенасыщенная мощность составляет 41,7 м, из чего следует, что объем нефтенасыщенных пород будет равен 84442500000 м^3. Следовательно, содержание углеводородов будет равно около 9,7 кг/м^3. Известно, что содержание органического вещества в известняках составляет около 250 г на 1 м^3 породы.

Даже, при наличии доказанных запасов газа (по категориям C_1 и C_2) – 387,3 млрд. м^3, и пластовом давлении около 21 МПа, компримированный газ в пластовых условиях займет объем в 200–250 раз меньше, т.е. 1936 млн. м^3. Принятая плотность свободного газа около $8{,}37 \cdot 10^{-4}$ (0,000837) г/см^3, а средняя газонасыщенная мощность 50,1 м. Следовательно, получаем около 0,837 кг/м^3. Таким образом, общее содержание углеводородов (нефть+газ+конденсат) будет не более 10,6 кг/м^3, что не подходит под модель нефтеобразования в Главной зоне нефтеобразования из одной тонны органического вещества. Полученная величина существенно ниже, чем должно образовываться (от 16 до 37 кг) углеводородов (битумоида).

Таким образом, наблюдается явное несоответствие между количеством углеводородов на месторождении, способной спродуцировать достаточное количество нефти. Вероятно, что месторождение могло образоваться несколькими путями:

1) При органической гипотезе происхождения – миграцией нефти в другие зоны (как латеральной, так и вертикальной);

2) При неорганической гипотезе происхождения – подтоком нефти, образовавшей в верхней мантии;

3) При полигенной гипотезе происхождения – в результате совокупного взаимодействия 1 и 2 гипотез.

Одним из подтверждений мантийного происхождения нефти, является повсеместное наличие гелия в газовой шапке Юрубчено-Тохомского месторождения.

Зная приуроченность большинства месторождений Восточной Сибири к зонам разломов, а также наличию гелия в них, можно предполагать повсеместное распространение матричной нефти.

При разработке карбонатного трещиновато-кавернозного коллектора, из-за снижения пластового давления, возможно высвобождение нефти из карбонатно-органического полимера и его добыча на поверхность. Учитывая пульсационный характер поступления высокотемпературных гидротермальных флюидов (обогащенных углеводородами) в коллектор по зонам разломов, при восстановлении пластового давления, возможна сорбция углеводородов мантийного происхождения снова.

1. Трещиновато-кавернозные карбонатные породы Восточной Сибири могут содержать огромные ресурсы матричной нефти, так как находящиеся в них карбонатно-органические полимеры могут накапливать ее.

2. Необходимо детально изучение кернового материала карбонатных коллекторов Восточной Сибири (и не только) для подтверждения или опровержения данного предположения.

3. Необходимо провести детальное исследование оптической активности нефти, покомпонентного состава добываемой нефти и динамику изменения ее химического состава.

ЛИТЕРАТУРА

1. Губкин И.М. Учение о нефти. – М.: Наука, 1975 – 384 с.
2. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
3. Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза // Изв. АН СССР, сер. геол. – 1988. – № 1. – с. 3–13.
4. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Лившиц В.Р., Моделевский М.С., Страхов И.А., Вымятнин А.А., Растегин А.А. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. – М.: Недра, 1988. – 223 с.
5. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // ДАН. – 2008. – Т. 419. – № 3. – с.373–377.
6. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А. Матричная нефть: перспективы освоения нового пласта знаний // Oil&Gas Journal Russia. – 2011. - №9. – с. 70–74.
7. http://www.yakutseni.ru/nauchnietrudy/statyi/120-problemy-osvoenija-resursov-vostochno-sibirskogo-gelija
8. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Локализованные потоки глубинных углеводородных флюидов // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ / под ред. А.Н. Дмитриевского. – М.: ГЕОС, 2002. – с. 319–322.
9. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность.- М.: ОАО «Газпром», – 2011. – №8. – с. 36–38.
10. Гладков Е.А. Полигенное формирование трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность.- М.: ОАО «Газпром», – 2012. – №2. – с. 8–11.
11. Короновский Н.В. Гидротермальные образования в океанах // Соросовский образовательный журнал. – 1999. – №10. – с. 55–62.
12. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Сорохтин О.Г., Донгорян Л.Ш. и др. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры \\ Геология нефти и газа. М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, ОАО "ГАЗПРОМ", ВНИГНИ, – 2003. - №1. – с. 2–8.
13. Галкин А.А., Лунин В.В. Вода в суб- и сверхкритическом состояниях // Успехи химии. – М.: РАН РФ, Институт органической химии, - 2005. – Т.74. – №1. – с. 24–40.
14. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. – М.: ГЕОС, 2009. – 487 с.
15. Государственный реестр открытий СССР. Яницкий И.Н. Научное открытие № 68 «Закономерность распределения концентрации гелия в земной коре»

УДК 550.822.1

Геосолитоны и нефть Поволжья

М. Д. Малыхин канд г- м. наук, доцент
Самарский государственный технический университет
И. В. Малыхина - ведущий инженер-геофизик
ЗАО «Самара – Нафта»

Наиболее важной геологической проблемой, решению которой посвящены многочисленные исследования, считаются проблемы первопричины всех геологических явлений и процессов. В работе [1] за основу, для разрешения этой первостепенной проблемы геологии, принята идея дегазации Земли, выдвинутая в 1912 г. В.И. Вернадским. Позднее, А.П. Виноградов (1959, 1964) показал ведущую роль процессов дегазации Земли при формировании не только атмосферы и гидросферы, но и геологических объектов внутри планеты Земля. Рядом ученых была показана четкая взаимосвязь водородной дегазации Земли с образованием магматических и метаморфических пород разного типа, выяснилась активная роль различного рода флюидов (газов, жидкостей, расплавов) в процессах дегазации Земли, как в петрологических, так и в тектонических процессах при образовании рудных и нефтегазовых месторождений.

В конце XX века были получены материалы по проблемам дегазации Земли в результате геохимического мониторинга атмосферы, изучения процессов на дне мирового океана. Эти данные, а также результаты изучения газов из керна Гренландии и Антарктиды, выявили не только масштабы углеводородной ветви дегазации Земли, но и ее участие в воздействии на процессы в приповерхностных оболочках Земли. Аномальное обогащение осадков органическим веществом в седиментогенезе происходит в основном за счет усвоения глубинных восстановительных флюидов: водорода, метана, сероводорода и т.д. Поступления метана, водорода в верхние слои земной коры способствует восстановлению источников углеводородов.

В работах [1, 2] предлагается вариант концепции дегазации Земли, построенной на геосолитонной дегазации водорода. Геосолитоны – солитоны и солитоноподобные образования геодинамического поля Земли, зарождающиеся в ядре, выходящие из глубинных сфер планеты, пересекающие литосферу, гидросферу, атмосферу и уходящие в космос. Таким образом, геосолитон – это материальная локализованная во времени и пространстве частица, которая содержит в себе как энергию физического поля, так и весомую массу вещества, сконцентрированного во времени и пространстве. Как правило, это локализованные вихревые процессы, выносящие вещество и энергию в открытое космическое пространство.

Принимая во внимание сказанное выше следует вывод: механизмы и темпы распространения геосолитонов создают залежи углеводородов и допускают возможность их восполнения в процессе разработки, что подтверждается возобновлением запасов после прекращения эксплуатации месторождений вследствие их истощения [4].

Геодинамическая активность в том или ином геологическом районе проявляет себя через активизацию геосолитонного тектонического излучения по системам разломов и отдельным субвертикальным зонам деструкции горных пород. Этими локальными энергетическими воздействиями на литосферу являются вулканизм, трещинообразование, дилатационное разуплотнение, ползучесть горных пород, диапиризм и вертикальное структурообразование, выделение и струйная вертикальная миграция водорода, экзотермические и эндотермические реакции, деструкция органо-минеральной матрицы осадочных пород, механо-термическое и физико-химикокаталитическое ускорение нефтегазогенерации, латеральная миграция подвижных флюидов и пластичных горных пород под действием изменения внутри порово-трещинного пространства вблизи осевой части траектории вертикального движения геосолитонов.

Геосолитонный механизм формирования системы относительно тонких солитонных трубок, по которым происходит энергомассоперенос из глубинных сфер Земли и позволяет понять природу локальных очагов улучшенных коллекторских свойств, природу локальных высокодебитных участков внутри отдельных месторождений (Ромашкинское месторождение [устное сообщение], Ем-Ёганское месторождение [2]).

Геосолитонная концепция образования месторождений углеводородов объединяет основные элементы органической и неорганической теории происхождения нефти: нефтематеринские породы и глубинную геодинамическую энергию в форме геосолитонного излучения [1, 2].

На сейсмических материалах методом отраженных волн следы геосолитонных воздействий наиболее ярко проявляются в форме субвертикальных зон дейструкции и связанных с ним положительных структурных форм (рис. 1, рис. 2, рис. 3а, рис. 3б).

Как правило, ловушки углеводородов, обусловленные геосолитонной дегазацией, малоразмерны и обладают сложной тектоникой. В связи с этим, для их поиска и изучения тектонического строения необходимы новые технологии при выполнении сейсморазведочных работ: методики полевых наблюдений, обработки и интерпретации.

Полевые работы следует выполнять по методике 3Д с сокращенным шагом наблюдений, исключив группирование источников колебаний и сейсмоприемников, при возбуждении сейсмических сигналов в диапазоне 15-20 Гц - 200-250 Гц; регистрировать отраженные сигналы в диапазоне 25-30 Гц – 200-250 Гц с “шагом” дискретизации 0,001, 0,0005, 0,00025 сек. в зависимости от сейсмогеологических условий изучаемого разреза.

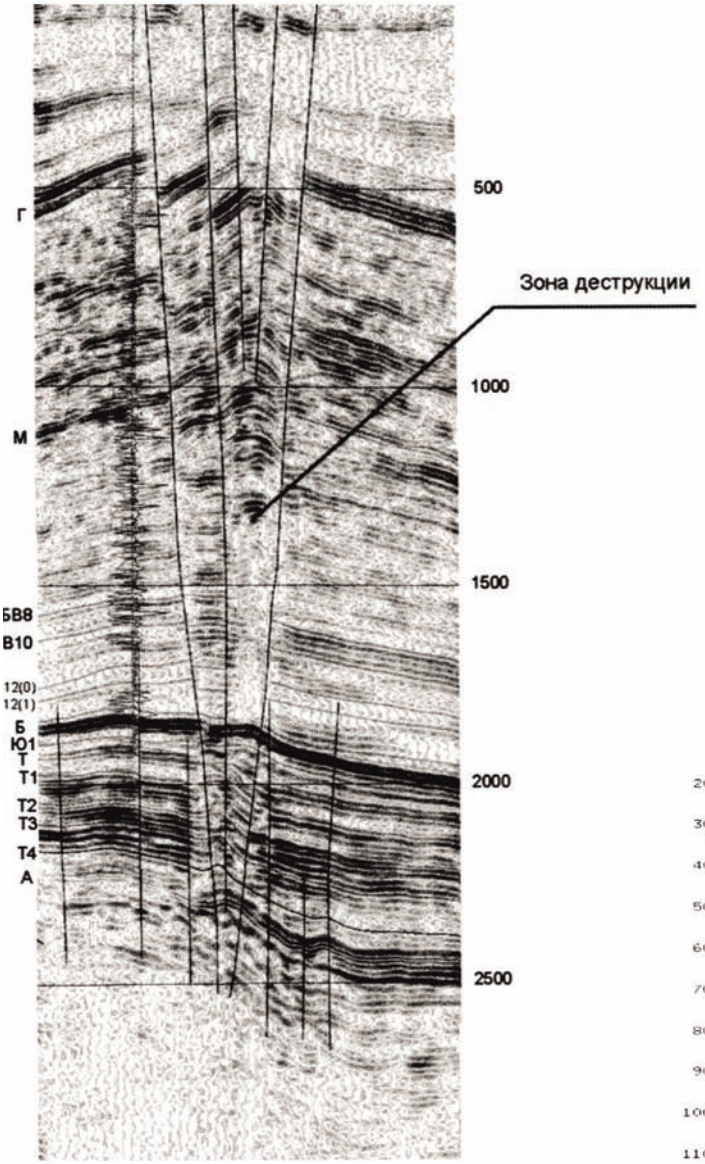


Рис. 1 Временной сейсмический разрез в районе Колтогорского грабенрифта (центральная часть Западной Сибири). Дизъюнктивная тектоника верхней части этого разреза вызвана взрывной геосолитонной дегазацией. При этом в нижней части разреза практически отсутствуют какие-либо относительно вертикальные смещения отражающих горизонтов [1].

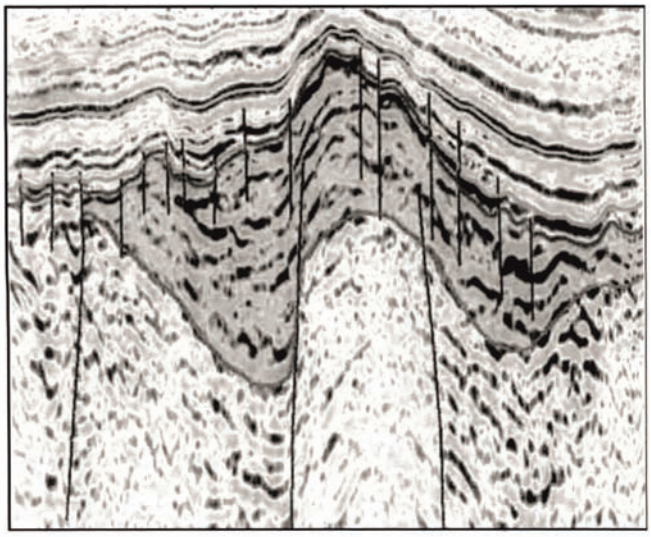


Рис. 2. Временной сейсмический разрез на одном из участков Западной Сибири. Высокоамплитудная положительная структура сформирована геосолитонным механизмом [1].

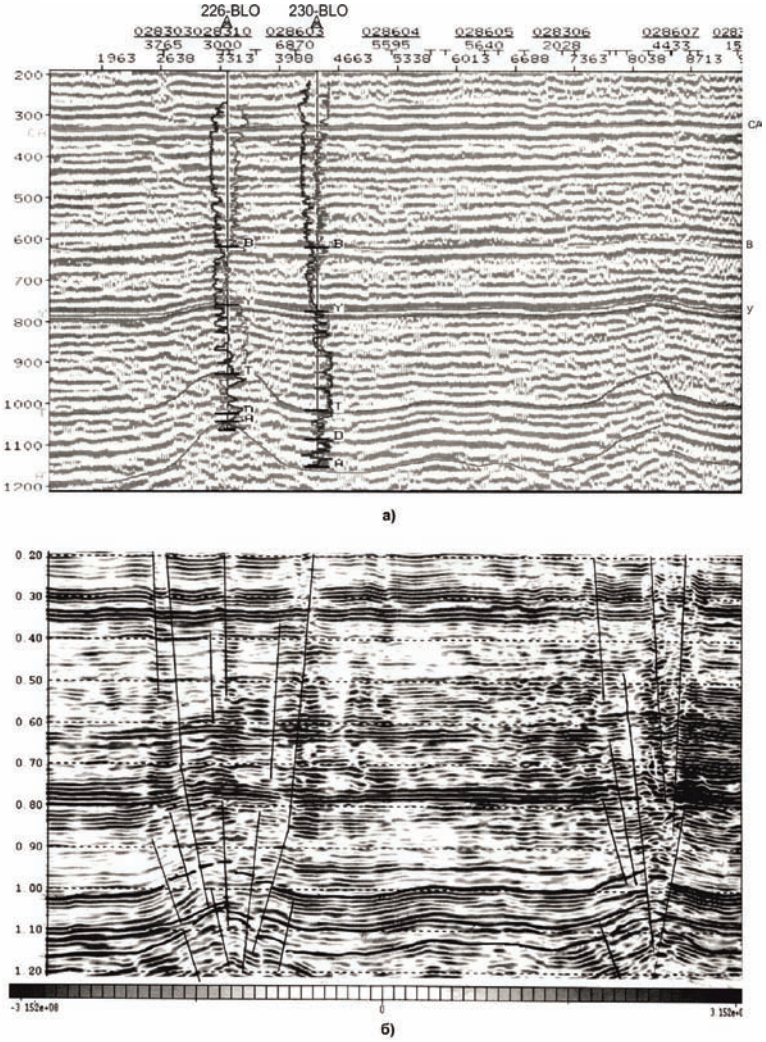


Рис. 3. Временной разрез по профилю 030108:
а) миграция после суммирования;
б) миграция по полевым сейсмрграммам

Обработка материалов должна включать современные способы определения статических поправок (статические поправки – основа надежных структурных построений) и нацелена на существенное повышение вертикальной разрешенности сигналов для получения результативных сейсмических материалов высокого качества. На завершающем этапе обработки необходимо выполнять глубинную миграцию по полевым сейсмограммам до накапливания по ОГТ.

Интерпретация полученных материалов может быть достаточно обоснованной при свободной ориентировке интерпретатора в существующих концепциях образования нефти и газа.

В качестве примера, иллюстрирующего возможности альтернативной обработки и интерпретации сейсмических материалов представлен временной разрез (Булатовское месторождение Самарской области) обработанный по графу стандартной методики (рис. 3а) и с использованием технологий высокоразрешающей сейсмики (рис. 3б) [3].

На временном разрезе рис. 3а в интервале времен 200-900 мсек уверенно прослеживаются опорные отражения СА, В, У без нарушений сплошности осей синфазности; в интервале времен 900-1200 мсек, охватывающем отражения Т, Д, А, наблюдается сложная волновая картина на пкпк 265-4000, пкпк 7400-8500 уверенная расшифровка которой, без данных бурения, невозможна.

Интерпретация материалов временного разреза (рис. 3а) позволяет утверждать, что возможные тектонические нарушения проявляются только в нижней части разреза (отражения А, Д, Т) и отсутствуют в вышележащей, то есть отражающие границы У, В, СА не осложнены дизъюнктивами. Временной разрез на рис. 3б обработанный по методике сейсморазведки высокого разрешения (ВРС), очевидно, более информативен, чем предыдущий (рис. 3а).

Отмечается, что наряду с субпараллельными осями синфазности, характеризующими залегание границ раздела изучаемого геологического разреза, появилась дополнительная, весьма ценная информация – серия субвертикальных нарушений (трещин), прослеживаемых в толще фундамента и всего осадочного комплекса вплоть до дневной поверхности. При сопоставлении временных разрезов, представленных на рис. 1 и рис. 2 с рис. 3б отмечается их принципиальное сходство, заключающееся в наличии субвертикальных зон деструкций, осложняющих, практически, всю толщу разреза. Представленные на временном разрезе (рис. 3б) локальные структуры, осложненные субвертикальными дизъюктивами по всем признакам, указанным в [1], можно отнести к объектам, контролируемым геосолитонной дегазацией Земли.

Некоторые явления, наблюдаемые при долговременной эксплуатации существующих месторождений, можно убедительно объяснить геосолитонной дегазацией. Например, девонские нефтенасыщенные песчаники Ромашкинского месторождения (Татарстан) залегают на поверхности кристаллического фундамента.

Нефтематеринские глинистые толщи “обязанные” подстилать нефтенасыщенные песчаники, согласно органической теории происхождения нефти, отсутствуют. Возникает вопрос: откуда нефть? По мнению Р.Х. Муслимова и др. (Казанский ГУ) можно с полной уверенностью говорить о “подпитке” нижних горизонтов Ромашкинского месторождения “углеводородным дыханием” фундамента [5].

Запасы грозненских нефтяных месторождений (Чеченская республика) до 1941 г. были исчерпаны. Однако, после перерыва эксплуатации их в 1941-1945 г.г. (ВОВ), отмечено возрождение нефтеотдачи [4]; на Ромашкинском (Татарстан) и Ем-Еганском (Зап. Сибирь) месторождениях [1,2] отмечена огромная продуктивность отдельных скважин по сравнению с окружающими, пробуренными в непосредственной близости от них; Южно-Неприкское месторождение (Самарская область), открытое в 1980 г. эксплуатируется и в настоящее время.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.М. Мегеря. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. – М.: - 2009 г. – 297 с.

2. Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: 2003 г. – 102 с.

3. В.М. Мегеря. Поиск и разведка месторождений УВ, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли, на базе сейсмовидения. // Геофизика. – М.: РИЦ ЕАГО, 2011. - № 1 – с. 67-74.

4. В.П. Гаврилов. Геодинамика. - М. - 2007 г. - 327 с.

5. Р.Х. Муслимов, В.М. Смелков (Казанский ГУ). Стратегия и тактика освоения нефтяных ресурсов на поздней стадии разведки. // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: 2001 г. – с. 35-47.

УДК 622.24

Оптимизация работы скважин в условиях выноса песка на Анастасиевско-Троицком месторождении

П.С. Жихор – аспирант кафедры нефтегазового промысла
Г.Т. Вартумян – доктор техн. наук; А.Т. Кошелев – доктор техн. наук, профессор
(Кубанский государственный технологический университет – КубГТУ)

Разработка четвертого горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения (АТМ) характеризуется значительным выносом песка начиная с ввода в эксплуатацию. Данная проблема решалась, главным образом, различными методами контроля выноса песка. Однако в мировой практике существует два других подхода: «жизнь с песком» (эксплуатация скважин с выносом песка) и предотвращение выноса. «Жизнь с песком» требует значительных капитальных вложений на преобразование систем сбора и подготовки нефти, наземных и подземных линий и оборудования. Для завершающей стадии разработки АТМ это экономически не эффективно и, поэтому, неприемлемо. Предотвращение выноса песка не имеет такого недостатка, однако требует работы скважин на докритических значениях дебитов, что на некоторых месторождениях невыгодно.

В данной статье будут приведены результаты обзора известных методик расчета критических и докритических параметров работы скважин и их расчета по наиболее подходящему к горно-геологическим условиям АТМ методу.

Ввиду значительного опыта разработки и борьбы с песком на АТМ, это месторождение по праву можно назвать «полигоном» для методов контроля выноса песка (ВП). Практически все существующие сегодня методы борьбы с ВП находили применение на IV горизонте АТМ [1]. Сегодня наиболее часто применяется крепление призабойной зоны пласта (ПЗП) закачкой полимеризованного проппанта под давлением. Этот метод имеет ряд достоинств, о чем свидетельствует активное и успешное его применение в последние годы, однако, данный метод имеет следующие недостатки:

- полимеризуясь в пластовых условиях, пачка проппанта создает положительный скин в ПЗП;
- обратный вынос проппанта вызывает повреждение внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- проппантовая пачка может закупориться частицами горной породы, которые вымываются из пласта потоком жидкости. В таком случае продуктивность скважины будет уменьшена на неопределенное значение.

Указанные нежелательные факторы можно избежать, эксплуатируя скважины на докритических депрессиях и дебитах, которые не допускают разрушение ПЗП потоком пластовой жидкости.

АТМ находится в разработке с 1954 года, поэтому на его территории имеется развитая система поддержания пластового давления, сбора и подготовки углеводородов. Начальные извлекаемые запасы оценивались в 157,3 млн. тонн нефти. Накопленный коэффициент извлечения нефти сегодня составляет 59,5%. Запасы выработаны на 95%. Четвертый горизонт АТМ изначально вмещал около 80% запасов углеводородов. Поэтому существенное внимание уделялось и уделяется сегодня его разработке.

В вертикальной структуре IV горизонта можно выделить две зоны: верхняя песчано-глинистая часть мощностью 20-25 метров; основная песчанистая часть сформированная слабо консолидированными песчаниками с проницаемостью до 1,5 Д и мощностью около 100 метров. Режим работы залежи характеризуется активным аквифером и массивной газовой шапкой.

Главной проблемой разработки данного месторождения с момента ввода в эксплуатацию является вынос пластового песка, которая усугубляется: уменьшением нефтенасыщенной толщи с начального значения равного 16 м до 2,5 м (в некоторых местах до 0,5 м); движением водо- и газонефтяного контакта вверх со средней скоростью 1-1,5 метра в год по причине отбора газа из газовой шапки.

Вынос песка ведет к внеплановым ремонтным расходам, увеличению операционных и эксплуатационных затрат. Результаты аналитических исследований позволили определить три главных причины выноса песка для четвертого горизонта АТМ [2]: суффозия; ползучесть горной породы; увеличение обводненности добываемой продукции. Последний фактор является последствием и усугубляющим фактором первых двух, так как он ведет к: уменьшению капиллярных сил; увеличению «тянущих» сил; растворению цемента матрикса породы. Данные факторы действуют совместно.

Таким образом, проблема выноса песка на АТМ должна решаться путём контролирования притока, депрессии (Предотвращение ВП) или экранирования рыхлых формаций горной породы (Контроль ВП).

Все методы предотвращения ВП сводятся к определению критических параметров (дебита или депрессии) эксплуатации скважины, при которых исключается возможность разрушения ПЗП. Сегодня существует ряд методик для расчета этих параметров: для определения критической скорости фильтрации – методы Штайна [3], Тиксьера [4] и Васильева [5] и др.; для определения критической депрессии – методы Вазири [6], Ширковского[7], Войтенко [8], Рабиновича [9], Мясникина [10], Мориты и др.

Таблица 1. Обзор методов предупреждения выноса песка.

Метод, автор	Основа	Применимость	Пояснение
Штайн и др.	Акустический и плотностной каротаж, ГДИС	Нет	Включает эмпирические к-ты
Тиксьер	Акустический и плотностной каротаж	Нет	Качественный прогноз
Васильев	**Движение частиц в пористой среде**	**Да**	**Не учитывает геомеханические свойства породы**
Вазири и др.	**Геомеханические свойства породы**	**Да**	**Требует точных входящих данных**
Ширковский	**Акустический каротаж, Геомеханические свойства породы**	**Да**	**Для газовых скважин**
Мясникин	**Акустический каротаж**	**Да**	**Требует точного определения скорости поперечной волны**
Войтенко	Геомеханические свойства породы	Нет	Эмпирические коэффициенты
Рабинович	Геомеханические свойства породы, статистика	Нет	Эмпирические коэффициенты
Морита	Эмпирические коэффициенты	Нет	Для истощенных резервуаров

Большая часть из них не подходят к условиям АТМ так как они основываются на эмпирических коэффициентах, разработанных для месторождений с иными горно-геологическими условиями (табл. 1).

Наиболее точные результаты могут быть получены по методу Вазири, который основан на геомеханических свойствах горной породы целевого пласта и позволяет определить критическую депрессию, при превышении которой структурный каркас породы начинает разрушаться [11].

Математически метод Вазири представлен следующим выражением:

$$CDP = (2 \cdot P_{res} - (3 \cdot \sigma_1 - \sigma_2 - \sigma_y)) / (2 - A),$$

где $A = (1 - 2 \cdot \nu) \cdot \alpha / (1 - \nu)$ - пороэластическая константа породы;

ν - коэффициент Пуассона;

$\alpha = 1 - C_y / C_b$ - коэффициент Биотса;

C_r - сжимаемость горной породы;

C_b - сжимаемость скелета горной породы;

$\sigma_y = 3{,}1 \cdot \sigma_{twc}$ - прочность породы рядом со скважиной;

σ_{twc} - прочность тонкостенного цилиндра горной породы;

$\sigma_1 = H \cdot \rho_{rock} \cdot g \cdot \alpha$ - наибольшее главное напряжение;

$\sigma_2 = \nu \cdot \sigma_1 / (1 - \nu)$ - наименьшее главное напряжение.

Метод Вазири дает хорошие результаты, однако не учитывает действие сил адгезии, когезии и капиллярные силы. С учетом поправок на данные силы (по методу Хаятавоуди [12]) окончательные результаты имеют значения: критическая депрессия равна 0,168 МПа; расчетный критический дебит по жидкости равен 2,67 м^3/сут. При превышении этих значений, порода начнет разрушаться, и поток жидкости вызовет суффозию. Однако, как сказано выше, на вынос песка влияет также и ползучесть горной породы. Порода начнет ползти и обрушаться, если радиус каверны, вызванной суффозией, превысит некоторое критическое значение. В соответствие с Перкинсом [13] критический радиус равен 1,48 см (табл. 2).

Таблица 2. Результаты расчета критических параметров эксплуатации скважины по Вазири.

Скорость линейной фильтрации, м/сек	$9{,}2 \cdot 10^{-6}$
Дебит, м^3/сут	2,67
Депрессия, МПа	0,165
Градиент депрессии, МПа/м	0,168
Критический радиус каверны, см	1,48

Следовательно, ВП не может быть предотвращен контролированием депрессии если радиус каверны больше критического (например, из-за глубокого проникновения перфорационного канала в пласт).

Полученные по методу Вазири результаты, с учетом поправок на силы когезии, адгезии и капиллярного взаимодействия, использовались для оценки экономической эффективности работы скважин на докритических режимах. Она проводилась на основе сравнения чистых дисконтированных доходов двух вариантов, используя модель денежных потоков:

Вариант 1 – Скважина работает после переноса интервала перфорации и крепления ПЗП в течение межремонтного периода;

Вариант 2 – Скважина работает на докритических параметрах после переноса интервала перфорации.

Основные характеристики обоих вариантов представлены в табл. 3. Главные различия – капитальные затраты, дебиты по жидкости и обводненность.

Таблица 3. Входные данные для экономической оценки.

Параметр	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты, 10^3 руб	694	294
Дебит по жидкости, $м^3$/сут	9,3	2,67
Обводненность, %	67-96	67
МРП, месс.	18	
Ставка дисконтирования, %	15	

Для варианта 1 дебит был взят как средний дебит достигнутый после крепления ПЗП на реальных скважинах АТМ в 2009-2010 годах. Обводненность постепенно увеличивается со среднего послеремонтного значения (67%) до критического значения, равного 96%. Для варианта 2 дебит равен критическому значению. Обводненность равна начальной послеремонтной (67%) и остается постоянной вследствие низкого дебита. Межремонтный период для обоих вариантов равен 18 месяцам.

Зависимость накопленного дисконтированного денежного потока от времени представлена на рис. 1 для обоих вариантов.

График показывает, что вариант 2 проигрывает варианту 1 по всем параметрам:

- время окупаемости и чистый дисконтированный доход для варианта 2 равны 42 дня и 1040,6 тыс. руб. соответственно;
- для варианта 1 окупаемость равна 23 дням, а чистый дисконтированный доход – 2 млн. руб.

Однако не каждая скважина после ремонта имеет дебит равный среднему (9,3 $м^3$/сут). Для скважин, которые пронизывают нефтенасыщенный слой с малой толщиной, дебит по жидкости целенаправленно уменьшают, чтобы исключить прорывы газа и воды.

Предложенный подход к оценке экономической эффективности позволяет определить минимальный экономически эффективный дебит, при котором крепление ПЗП будет все еще прибыльным. На рис. 2 представлена зависимость разницы чистых дисконтированных доходов двух вариантов от дебита варианта 1. Если дебит имеет значение ниже 5,71 $м^3$/сут, разница в чистых дисконтированных доходах становится отрицательной, это значит, что крепление ПЗП становится не выгодным.

Таким образом, если риск прорыва воды или газа к скважине высоки (нефтенасыщенная толща мала) и планируемый дебит по жидкости будет ниже, чем 5,71 $м^3$ в сутки, значительно эффективней будет работать на докритических режимах, нежели проводить крепление ПЗП.

Анализ и расчеты, приведенные в данной статье, позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Для обеспечения экономической эффективности, метод предотвращения ВП рекомендуется применять для скважин, где риск прорыва газа и воды высок (нефтенасыщенная толща мала);
2. Для предупреждения выноса песка:
   - глубина проникновения перфорационного канала в пласт должна быть как можно меньшей;
   - скважина должна работать на докритических режимах сразу после ввода в эксплуатацию, чтобы исключить создание каверн и сползание горной породы;
   - дебит по жидкости нужно держать ниже критического, равного 2,67 $м^3$/сут.

Предложенный подход может быть адаптирован и использован для предотвращения ВП на месторождениях с иными характеристиками породы и пласта.

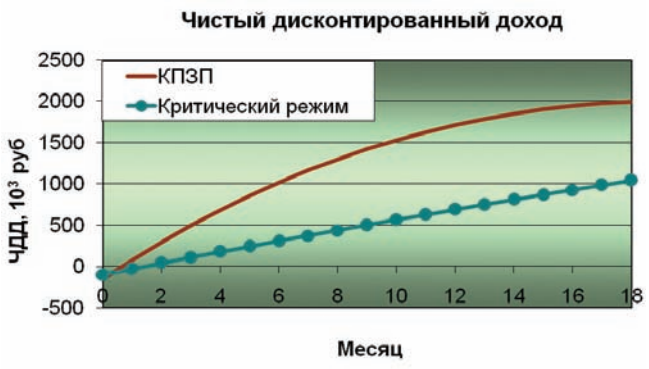


Рис. 1. Экономическая оценка.

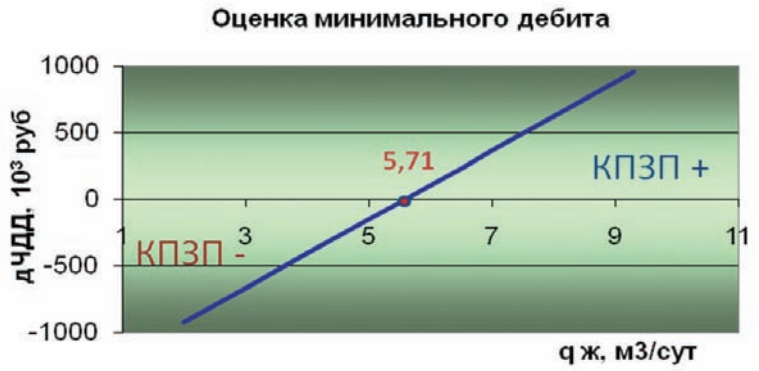


Рис. 2. Определение минимального дебита скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жихор П.С., Вартумян Г.Т., Кошелев А.Т.: Эволюция методов крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - № 6. – с. 47-50.
2. А.К. Курбанов и др.: Проект разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения. - Краснодар-Москва. -1994. – с. 45.
3. Nathan Stein, D.W. Hilchi: "Estimation the Maximum Production Rate Possible from Friable Sandstones Without Using Sand Control", SPE 1157, 1972.- p.1157-1160.

4. Tixier M.P., Loveless G.W., Anderson R.A.: "Estimation of Formation Strength From the Mechanical Properties Log", JPT March 1975. – p. 283-293.
5. Васильев В.А.: Модель переноса песка в пористой среде. Строительство газовых и конденсатных скважин. Сборник трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 1996. – с. 95-99.
6. A. Nouri, E.Kuru, H.Vaziri; "Enhanced Modeling of Sand Production through Improved Deformation and Stress Analysis". Canadian International Petroleum Conference, Paper 2007 72, 2007. – p. 1-11.
7. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский, и др.: Физика пласта, Добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, - 1996. - с. 331.
8. Войтенко В.С.: Управление горным давлением при бурении скважин. – М.: Недра, 1985. – с. 152.
9. Рабинович Н.Р.: Инженерные задачи механики сплошных сред в бурении. – М.: Недра, - 1989. – с. 245.
10. Мясникин Ю.М., Шейнбаум С.А., и др.: Определение критической депрессии во время испытания пласта в открытом стволе скважины. //Нефтяное хозяйство. – М.: 1979. № 1. – с. 23-24.
11. H. Vaziri, I. Palmer, et al.: "Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy", SPE paper 84499, 2003. p. 1-13.
12. Hayatdavoudi A.: "Formation sand liquefaction: A New Mechanism for Explaining Fines Migration and Well Sanding" SPE 52137 paper, 1999. - p. 1-5.
13. Perkins T.K., Weingarten J.S.: "Stability and Failure of Spherical Cavities in Unconsolidated Sand and Weakly Consolidated Rock", SPE paper 18244, 1988. – p. 613-626.

УДК 622.276.1/.4:622.243.24

Оптимизация расположения стволов горизонтальных и многозабойных скважин в пласте на основе гидродинамического моделирования

Р.Р. Ибатуллин – доктор техн. наук, профессор, директор института
А.В. Насыбуллин – канд. техн. наук, зав. отделом
(ТатНИПИнефть)
Д.Т. Киямова – аспирант
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

В связи с переходом крупных нефтяных месторождений СНГ, в частности, Республики Татарстан, на позднюю стадию разработки, остро встает вопрос о стабилизации добычи нефти и увеличении коэффициента нефтеизвлечения [1]. На сегодняшний день значительная доля запасов нефти на месторождениях Татарстана приурочена к отложениям нижнего и среднего карбона, нефти которых характеризуются высокими значениями вязкости и плотности, а коллекторы низкими значениями проницаемости, т.е. запасы относятся к трудноизвлекаемым [2]. Применение горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин является эффективным инструментом, позволяющим разрабатывать данные отложения.

Наиболее важное направление в области разработки месторождений с применением горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин – поиск оптимального расположения в пласте горизонтальных стволов скважин как относительно кровли и подошвы пласта, так и относительно друг друга, а также определение критериев их использования. Одним из способов, позволяющих проводить исследования и получить результаты, является гидродинамическое моделирование [3].

Трехмерные математические модели позволяют выполнить гидродинамические расчеты с использованием всей исходной геолого-промысловой информации о продуктивных пластах и насыщающих их флюидах. Кроме того, они позволяют учитывать факторы, определяющие сложную картину движения флюидов, такие как многопластовый характер эксплуатационного объекта, зональная и слоистая неоднородность пластов, интерференция скважин, различные системы разработки залежей.

Математическое описание процесса заводнения нефтяных месторождений основано на общепринятой модели двухфазного течения несмешивающихся несжимаемых жидкостей. В случае изотермического течения соответствующая система уравнений включает уравнения движения – обобщенный закон Дарси для каждой из фаз, уравнения неразрывности.

Система уравнений для трехмерного двухфазного движения слабосжимаемых жидкостей в деформируемой пористой среде в общепринятых обозначениях имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_в s_в) + \nabla(\rho_в \overline{W}_e) = 0 \qquad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_н s_н) + \nabla(\rho_н \overline{W}_н) = 0 \qquad (2)$$

$$\overline{W}_в = -\frac{k(x,y,z)}{\mu_в} \cdot f_в(s) \cdot (gradp + \gamma_в \cdot i_z) \qquad (3)$$

$$\overline{W}_н = -\frac{k(x,y,z)}{\mu_н} \cdot f_н(s) \cdot (gradp + \gamma_н \cdot i_z) \qquad (4)$$

$$s_в + s_н = 1 \qquad (5)$$

$$m = m_0 + \beta_m (p - p_0), \qquad (6)$$

где $\overline{W}_в$, $\overline{W}_н$ – скорость движения воды, нефти соответственно;
p – давление;
m – пористость;
$s_в$, $s_н$ – водо- и нефтенасыщенность;
$k(x, y, z)$ – абсолютная проницаемость пласта;
$f_в(s)$, $f_н(s)$ – функции относительных фазовых проницаемостей воды, нефти;
$\rho_н$, $\rho_в$ – плотность нефти, воды;
$\mu_н$, $\mu_в$ – динамическая вязкость нефти, воды;
$\gamma_н$, $\gamma_в$ – удельный вес нефти, воды соответственно.

Оси X, Y направлены по простиранию пласта, ось Z направлена по толщине пласта. Первые два уравнения являются уравнениями неразрывности для воды и нефти. Далее записаны уравнения движения каждой фазы (закон Дарси). Система уравнений дополняется замыкающими уравнениями, а также начальными и граничными условиями.

Основной задачей стало определение оптимального расположения скважин относительно друг друга в элементе разработки, состоящем из двух добывающих скважин и одной нагнетательной. Расчеты проводились для пяти типов схематизации пластов: первый тип – пласт однородный; пласты второго, третьего, четвертого и пятого типов показаны на рис. 1. Необходимо отметить, что проницаемость пропластков различается более чем в два раза, так как расчеты показали, что при меньшем различии в проницаемостях пропластков оптимальное взаимное расположение скважин такое же, как и для однородного пласта.

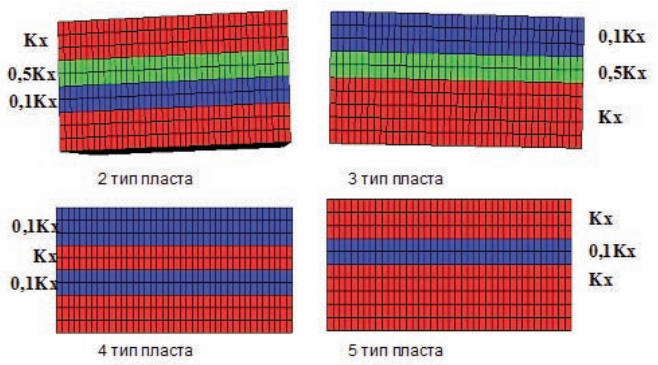
Параметры пластов, а также свойства насыщающих флюидов аналогичны свойствам флюидов бобриковских отложений и имеют следующие параметры:

1. Пористость – 20%;
2. Проницаемость – 2 мкм^2;
3. Начальная нефтенасыщенность – 0,81 д. ед;
4. Коэффициент вытеснения – 0,6 д. ед.;
5. Плотность нефти в поверхностных условиях – 0,915 т/м^3;
6. Вязкость нефти в пластовых условиях – 30 мПа·с;
7. Плотность воды в поверхностных условиях – 1,15 т/м^3;
8. Вязкость воды в пластовых условиях – 1,7 мПа·с.

Расчеты производились для различных значений вертикальной проницаемости, для значений 0,01; 0,05; 0,1; 0,15; 0,25; 0,5; 0,75; 1,0·Kx. Kx – проницаемость пласта по оси X.

Расстояние между скважинами определялось как длина перпендикуляра, проведенного между ближайшими точками скважин, и составляло 350 м, длины стволов горизонтальных скважин и длины стволов двухзабойных скважин составляли 300 м. Расположение стволов относительно кровли и подошвы подбиралось согласно ранее проведенным исследованиям. Для всех типов пластов горизонтальный ствол скважины располагался в наиболее проницаемом пропластке. Для однородного пласта, пласта второго и четвертого типов горизонтальные стволы двухзабойной скважины располагались в верхнем и среднем пропластках под углом 90°; для пласта третьего типа горизонтальные стволы двухзабойной скважины располагались в среднем и нижнем пропластках, а при значениях вертикальной проницаемости больше 0,15 Kx – в верхнем и нижнем пропластках; в случае пласта пятого типа стволы двухзабойной скважины располагались в верхнем и нижнем пропластках. Результаты расчетов анализировались для каждого типа пласта, а также по группам. Первая группа – обе добывающие скважины – вертикальные, вторая группа – обе добывающие скважины – горизонтальные, третья группа – обе добывающие скважины – двухзабойные горизонтальные. На рис. 2 представлены 6 типов взаимного расположения скважин в случае вертикальных добывающих скважин, далее (рис. 3) – 18 типов взаимного расположения скважин в случае горизонтальных добывающих скважин, на следующем рис. 4 представлены 18 типов взаимного расположения скважин в случае двухзабойных горизонтальных добывающих скважин. Согласно рисункам каждому варианту расположения скважин соответствует порядковый номер, который будет указан на графиках. Расчеты были произведены для различных значений вертикальной проницаемости и продолжительности разработки 20 и 40 лет.

В табл. 1 представлены результаты расчетов для двух вертикальных добывающих скважин, эксплуатирующих однородный пласт. Были выбраны три лучших варианта расположения с вертикальной нагнетательной (вариант 1), горизонтальной (вариант 2) и многозабойной нагнетательной



Kx - проницаемость по оси X, равная 2 мкм^2

Рис. 1. Типы неоднородных пластов.

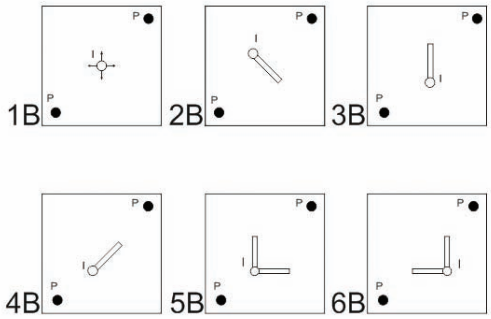


Рис. 2. Взаимное расположение скважин в случае двух вертикальных добывающих скважин.

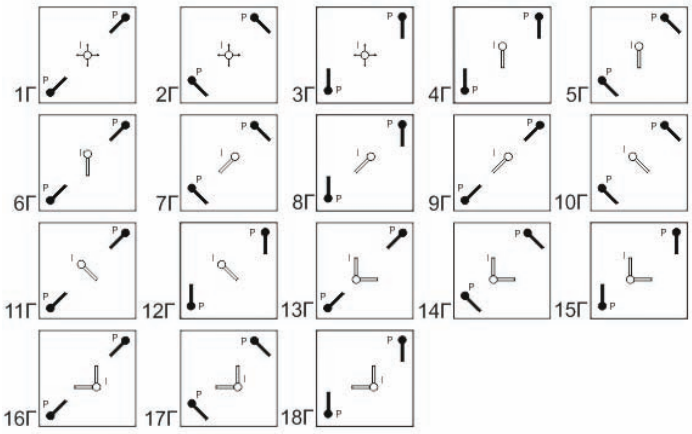


Рис. 3. Взаимное расположение скважин в случае двух горизонтальных добывающих скважин.

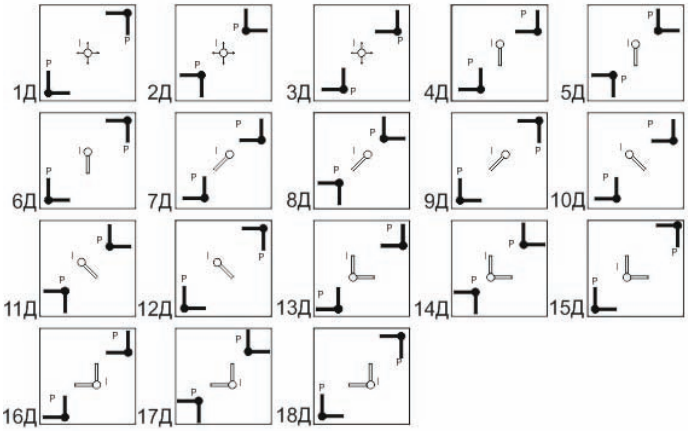


Рис. 4. Взаимное расположение скважин в случае двух многозабойных горизонтальных добывающих скважин.

скважиной (вариант 5). Аналогичные расчеты были проведены для двух горизонтальных добывающих скважин, для этого случая были выбраны следующие наиболее оптимальные расположения скважин (рис. 5). В случае двух многозабойных добывающих скважин оптимальные размещения скважин выглядят следующим образом (рис. 6). Необходимо отметить, что номера линий на диаграммах соответствуют номерам типа взаимного расположения скважин. Графики накопленной добычи нефти для периодов разработки 20 и 40 лет выглядят аналогично, другими словами наиболее эффективные типы расположения скважин относительно друг друга одни и те же, независимо от срока разработки залежи.

Таблица 1. Результаты расчетов для однородного пласта в случае вертикальных добывающих скважин.

Тип расположения скважин	$Q_{нак}$, тыс. м^3 при $Kz = 0{,}01 \cdot Kx$	$Q_{нак}$, тыс. м^3 при $Kz = 0{,}05 \cdot Kx$	$Q_{нак}$, тыс. м^3 при $Kz = 0{,}1 \cdot Kx$	$Q_{нак}$, тыс. м^3 при $Kz = 0{,}15 \cdot Kx$
1В	363,061	331,775	328,983	325,913
2В	576,158	541,164	532,35	529,369
3В	473,349	440,467	436,977	436,972
4В	460,054	417,553	413,056	414,198
5В	631,617	580,331	564,874	561,086
6В	516,276	461,056	447,867	445,1

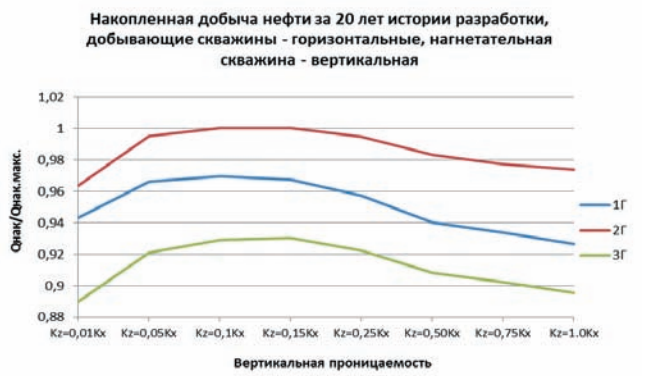
Для пласта 2-го типа оптимальные расположения вертикальных скважин такие же, как и для однородного пласта, для горизонтальных скважин, отличие лишь в том, что при низких значениях вертикальной проницаемости наиболее эффективен 10 вариант расположения скважин в случае горизонтальной нагнетательной скважины. А в случае многозабойной нагнетательной скважины при более продолжительных сроках разработки и больших значениях вертикальной проницаемости 13 вариант расположения скважин эффективнее, чем 14 (рис. 7). Для многозабойных добывающих и нагнетательной скважин при небольших сроках разработки и вертикальной проницаемости 18 вариант расположения более эффективен, чем 15 (рис. 8).

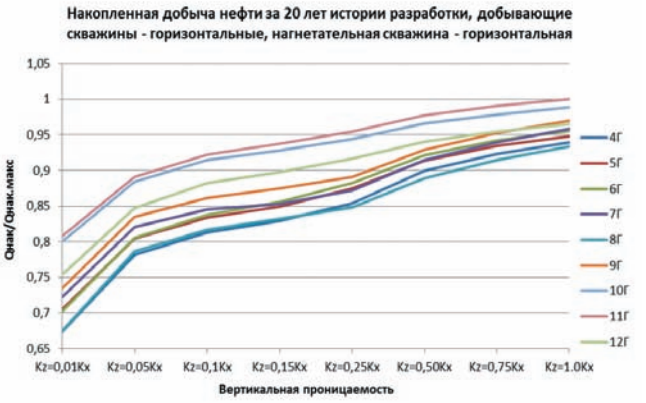
Расчеты показали, что для пластов 3, 4 и 5 типов оптимальное взаимное расположение одинаково. Для случая добывающих вертикальных скважин оптимальные варианты расположения скважин такие же, как и в случае однородного пласта и для пласта 2 типа. На рис. 9 показаны результаты расчетов и оптимальные расположения скважин относительно друг друга в случае горизонтальных добывающих скважин для пласта 4 типа, но необходимо отметить, что для пластов 3 и 5 типов результаты расчетов и оптимальные расположения скважин выглядят аналогично. Для многозабойных добывающих скважин эксплуатирующих пласт 4 типа наиболее эффективно располагать скважины по вариантам 1Д, 12Д, 15Д (рис. 10), данные варианты наиболее эффективны и для пластов 3 и 5 типов. Необходимо отметить, что графики накопленной жидкости выглядят идентично графикам накопленной нефти, т.е. обводненность добываемой продукции для различных типов размещения скважин различается незначительно – порядка 0,2-0,5%.

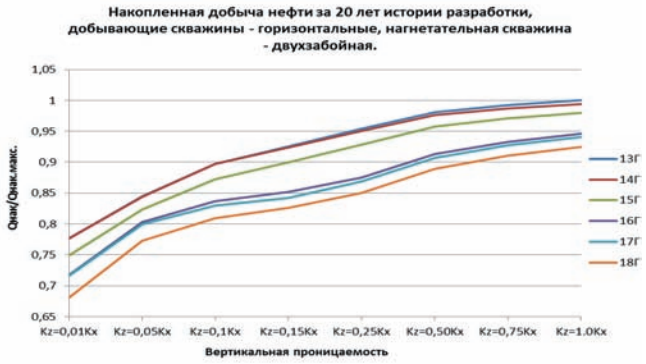
Необходимо так же отметить, что для вертикальных добывающих скважин применение горизонтальной или двухзабойной нагнетательной скважины в условиях данной залежи либо не дает эффекта, либо дает отрицательный эффект, другими словами для вертикальных добывающих скважин применять горизонтальные либо многозабойные нагнетательные не имеет смысла. Скорее всего, это связано с тем, что зона влияния вертикальной добывающей скважины меньше, чем горизонтальной, т.е. работа вертикальной скважины

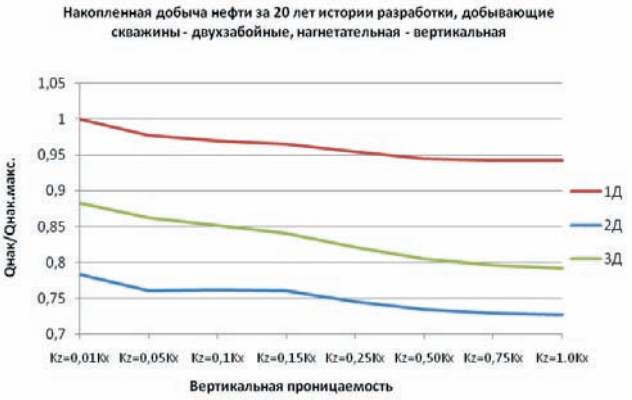
меньше дренирует пластовую энергию, чем горизонтальная или многозабойная, следовательно, требуется меньше энергии, чтобы компенсировать ее работу.

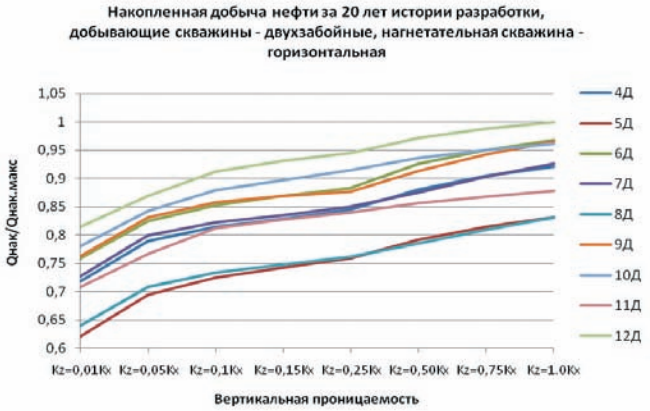
Были проведены расчеты, позволяющие определить оптимальное расположение стволов горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин относительно кровли и подошвы пласта для пяти типов пластов.

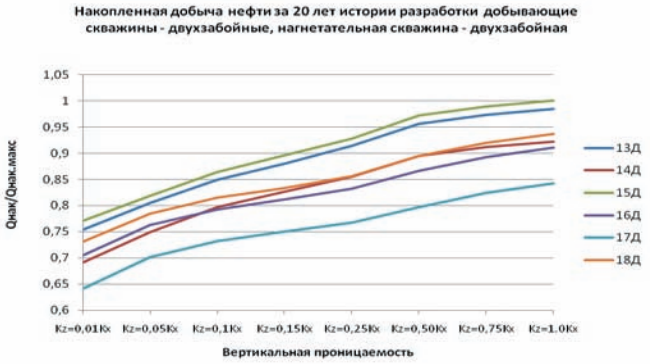


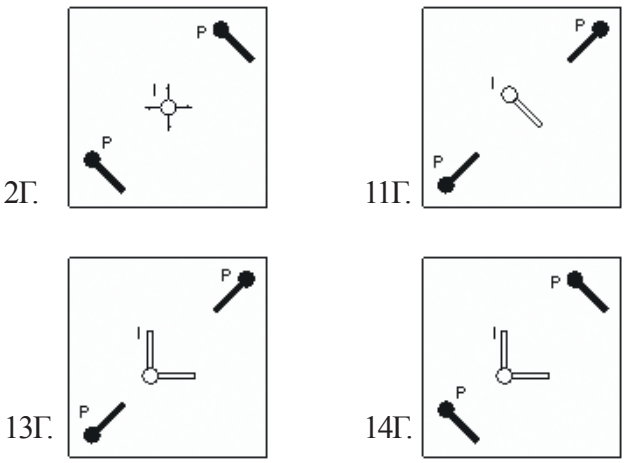












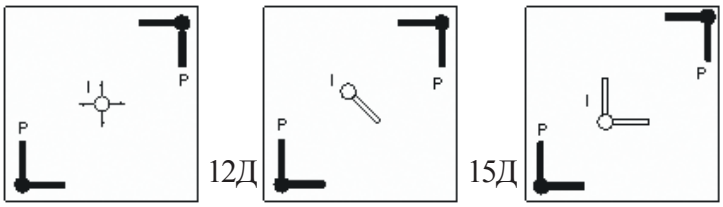
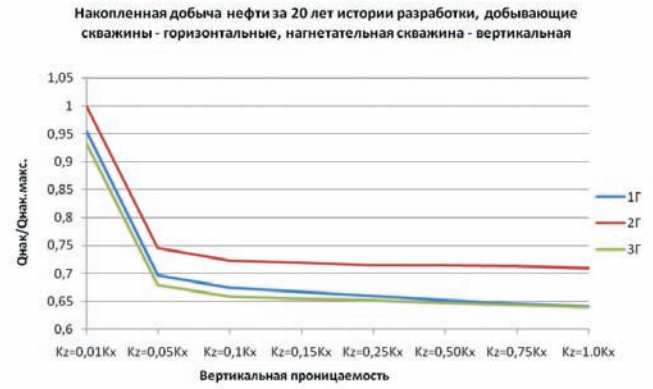
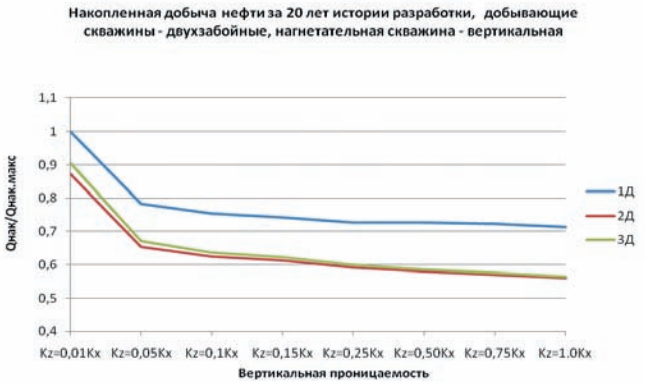
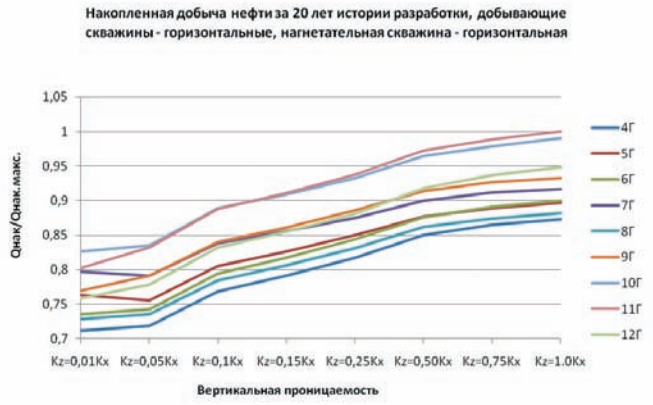


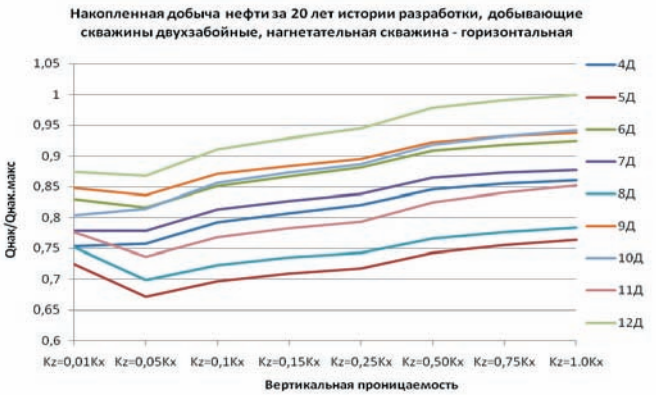
Рис. 5. Результаты расчетов для однородного пласта в случае горизонтальных добывающих скважин.

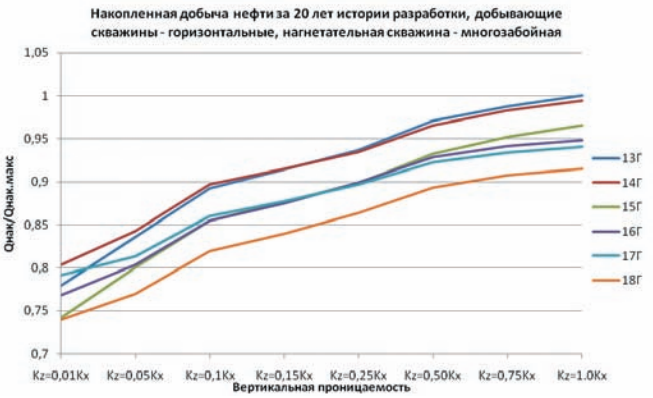
Рис. 6. Результаты расчетов для однородного пласта в случае двухзабойных добывающих скважин.

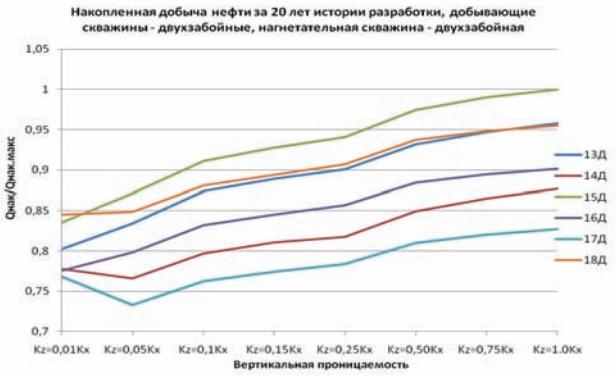












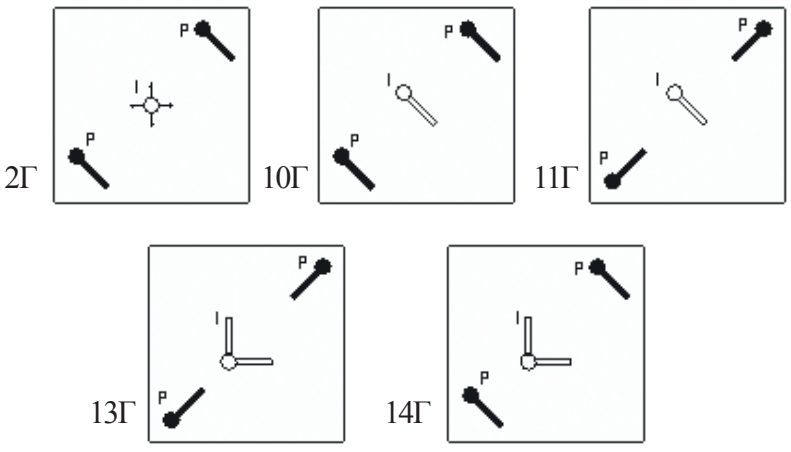


Рис. 7. Результаты расчетов для пласта 2 типа в случае горизонтальных добывающих скважин.

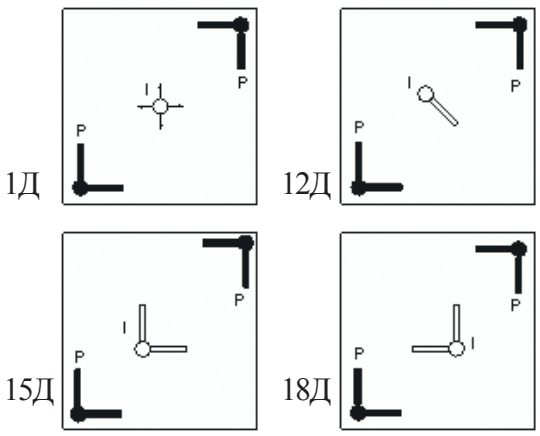
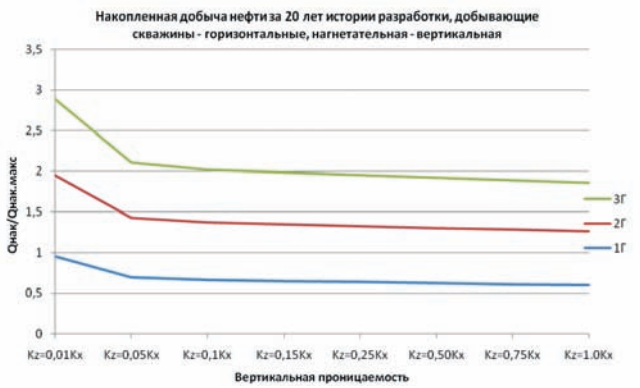
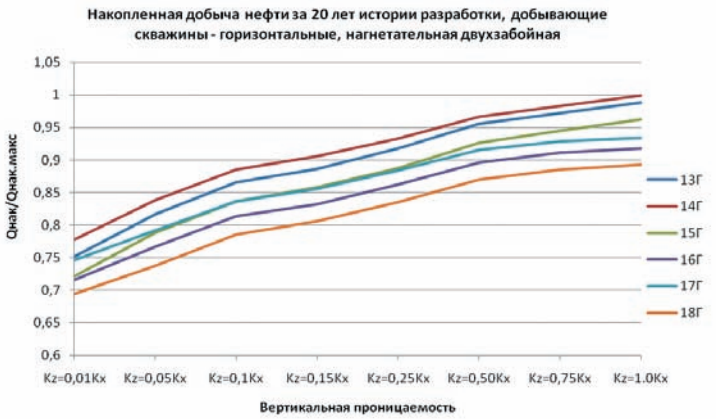
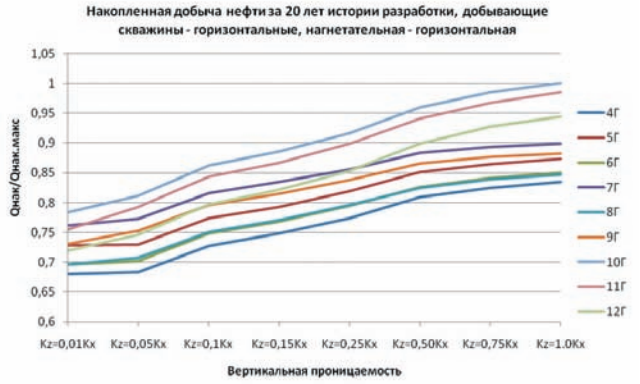


Рис. 8. Результаты расчетов для пласта 2 типа в случае двухзабойных добывающих скважин.







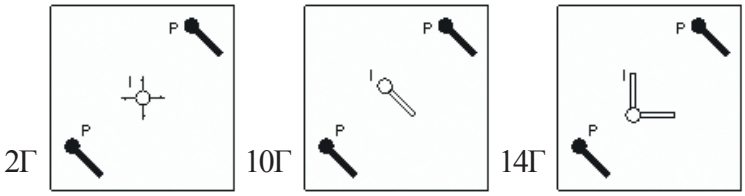
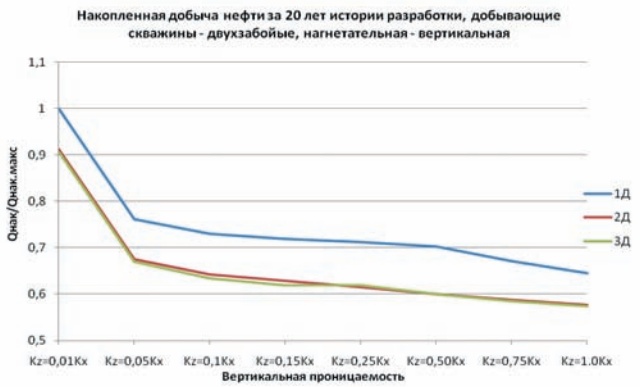
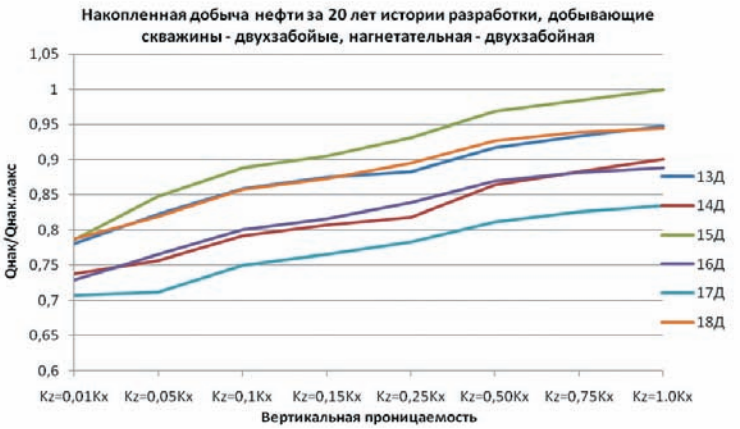
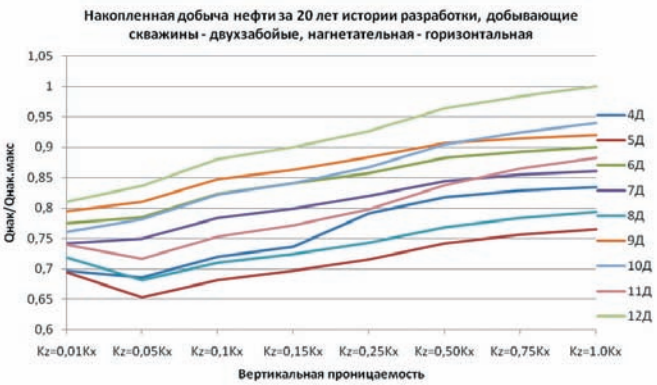


Рис. 9. Результаты расчетов для пласта 4 типа в случае горизонтальных добывающих скважин.







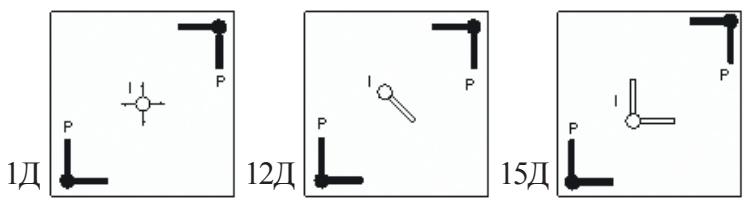


Рис. 10. Результаты расчетов для пласта 4 типа в случае двухзабойных добывающих скважин.

Следующим этапом являлось определение оптимального расположения скважин относительно друг друга в элементе, состоящем из двух добывающих и нагнетательной скважин.

Было проведено более 1000 расчетов, по результатам которых были определены оптимальные расположения скважин для пяти типов пластов, для случаев вертикальных, горизонтальных и двухзабойных добывающих скважин.

Необходимо так же отметить, что для вертикальных добывающих скважин применение горизонтальной или двухзабойной нагнетательной скважины в условиях данной залежи либо не дает эффекта, либо дает отрицательный эффект, другими словами для вертикальных добывающих скважин применять горизонтальные либо многозабойные нагнетательные не имеет смысла. Скорее всего, это связано с тем, что зона влияния вертикальной добывающей скважины меньше, чем горизонтальной, т.е. работа вертикальной скважины меньше дренирует пластовую энергию, чем горизонтальная или многозабойная, следовательно, требуется меньше энергии, чтобы компенсировать ее работу.

Таким образом по результатам расчетов были сделаны следующие выводы:

1. Для элемента разработки однородного пласта, состоящего из одной вертикальной нагнетательной скважины и двух горизонтальных добывающих и имеющего непроницаемые границы, существует экстремум функции зависимости накопленной добычи нефти от анизотропии пласта в диапазоне изменения $K_{верт}=0,01-1,0\,K_{гориз}$. Максимум накопленной добычи нефти наблюдается при $K_{верт} = 0,1\,K_{гориз}$.
2. Для этого же элемента при применении горизонтальной или многозабойной нагнетательной скважины с уменьшением анизотропии накопленная добыча нефти возрастает.
3. Для неоднородных пластов любого из 5 рассмотренных видов неоднородности в случае, если нагнетательная скважина вертикальная, с уменьшением анизотропии накопленная добыча нефти снижается, а в случае, когда нагнетательная скважина горизонтальная или многозабойная, напротив, добыча нефти возрастает.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 165 с.
2. Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р. и [и др.]. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений – Казань: Фэн, 2011.– 320 с.
3. Лысенко В.Д.. Проблемы разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №7. – с. 19-24.
4. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2003 – №8. – с. 46-48.

УДК 622.244.5:622.248.33:622.244.49:532.11

Исследование свойств газожидкостных смесей и выбор их рациональных составов для первичного вскрытия пластов с аномально низкими давлениями

А.А. Яковлев – профессор; М.В. Турицына – аспирант
(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Данная работа посвящена выбору рационального компонентного состава газожидкостной смеси (ГЖС) для первичного вскрытия продуктивных пластов с аномально низкими давлениями.

Активным реагентом, необходимым для приготовления ГЖС является поверхностно-активное вещество (ПАВ), снижающее межфазное натяжение и тем самым способствующее созданию пены. По результатам исследования пенообразующей способности ПАВ [1, 5] было установлено, что применение бинарного состава анионактивных ПАВ (лаурилсульфат натрия 0,05% + линейный алкил бензол сульфат (ЛАБС) натрия 0,05%) позволяет получить качественные ГЖС.

Представляет интерес исследование компонентных составов газожидкостных смесей на основе выбранных ПАВ.

Исследовались смеси, которые включали в себя следующие компоненты: ПАВ (лаурилсульфат натрия, ЛАБС натрия), полимеры-структурообразователи (полиакриламиды FP-107 и Praestol, биополимер «К.К. Робус», карбоксиметил крахмал КМК-БУР-2, карбоксиметил целлюлоза КМЦ), регулятор вязкости (глицерин) реагент для смягчения воды (каустическая сода), бактерицид (калий уксуснокислый плавленый), гидрофобизирующая добавка (ГКЖ-11). В табл. 1 представлены компонентные составы исследуемых растворов и ГЖС на их основе.

Приготовление газожидкостных смесей для лабораторных исследований осуществлялось в мешалке, аналогично методике [3], но при частоте вращения 1000 об/мин двумя пропеллерами, оси которых расположены на расстоянии 32 мм друг от друга.

В табл. 2 представлены результаты экспериментов. Все представленные в данной таблице растворы обладают способностью повторного пенообразования, структура ГЖС равномерна во всем объеме, за исключением 1-го состава (при приготовлении разделяется на 2 составляющие – жидкостную и газожидкостную, что недопустимо при приготовлении стабильных ГЖС). Коэффициент разрешения пены определялся на момент окончания эксперимента по изучению кинетики разрушения смесей, т.е. спустя 30 минут после приготовления ГЖС. Остальные параметры являются стандартными и определяются по известным методикам и формулам [2, 4, 6].

С точки зрения кинетики разрушения полученных смесей, наилучшими показателями отмечены растворы 7, 8, 9, 11, 14, 16, 19, 21, 22, 23. Данные смеси удовлетворяют требованиям, предъявляемым в данной работе, с одной стороны обладают высокой стабильностью, с другой – в течение 30 минут покоя выделяют от 60 до 90% пенообразующей жидкости, что позволяет при небольшой дообработке необходимым количеством реагентов вновь получать стабильные ГЖС. Также необходимо отметить, что реагент КМК-БУР-2 дает осадок в растворе при использовании только его в качестве структурообразователя, в комплексе же этого не наблюдается.

В табл. 3 представлены результаты исследования реологических параметров этих смесей. Реологические свойства газожидкостных смесей определялись на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1,

Таблица 1. Составы газожидкостных смесей на водной основе.

№	Неизменная компонентная составляющая	Концентрация стабилизирующих и структурообразующих компонентов, % (масс.)				
		ПАА FP-107	ПАА Praestol	К.К. Робус	КМК-БУР-2	КМЦ
1	Лаурилсульфат натрия 0,05% ЛАБС натрия 0,05% Глицерин 1% Каустическая сода 0,5% Калий уксуснокислый плавленый 0,05% ГКЖ-11 0,5%	0,1	-	-	-	-
2		0,01	-	-	-	-
3		0,02	-	-	-	-
4		0,05	-	-	-	-
5		-	-	-	1	-
6		-	-	-	0,5	-
7		0,05	-	-	1	-
8		0,05	-	0,05	-	-
9		-	-	0,02	-	-
10		-	0,05	0,05	-	-
11		-	0,05	-	1	-
12		0,05	-	-	-	1
13		-	0,05	-	-	1
14		-	-	0,05	1	-
15		-	-	0,05	-	1
16		-	0,02	-	-	-
17		-	0,05	-	-	-
18		-	0,1	-	-	-
19		-	-	0,05	-	-
20		-	-	0,1	-	-
21		-	-	-	2	-
22		-	-	-	-	0,5
23		-	-	-	-	1
24		-	-	-	-	2

определение статического напряжения сдвига (СНС) проводилось на приборе СНС-2. Для оценки реологических характеристик были приняты следующие допущения: не учитывалась степень разрушения тиксотропной структуры ГЖС, предполагалось незначительное влияние этого эффекта на результаты показаний; измерения проводились при нормальном атмосферном давлении и комнатной температуре. Допускалось, что реологические характеристики ГЖС могут изменяться во время измерений только при изменении физических

Таблица 2. Параметры газожидкостных смесей.

№ Раствора	Плотность ГЖС средняя на начало цикла, кг/м³	Кратность начальная	Коэффициент разрушения пены	Газосодержание	Устойчивость, с/см³	Скорость выделения 50% воды, см³/с
Группа составов 1 (Основа: вода + лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия + глицерин + ПАА FP-107)						
1	266	6,67	0,64	0,74	5,00	0,20
2	191	9,60	0,69	0,81	4,62	0,22
3	220	8,20	0,65	0,78	4,28	0,23
4	241	7,43	0,66	0,76	5,46	0,18
7	276	6,37	0,74	0,73	8,14	0,12
8	252	7,03	0,76	0,75	8,66	0,12
12	247	7,23	0,81	0,76	19,34	0,05
Группа составов 2 (Основа: вода + лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия + глицерин + КМК-БУР-2)						
5	195	9,50	0,74	0,81	5,46	0,18
6	191	9,70	0,64	0,81	4,62	0,22
7	276	6,37	0,74	0,73	8,14	0,12
11	250	7,17	0,79	0,76	11,14	0,09
14	207	8,87	0,75	0,80	10,12	0,10
21	237	7,60	0,80	0,77	15,86	0,06
Группа составов 3 (Основа: вода + лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия + глицерин + КМЦ)						
12	247	7,23	0,81	0,76	19,34	0,05
13	309	5,57	0,84	0,70	21,42	0,05
15	264	6,73	0,88	0,74	32,00	0,03
22	202	9,10	0,76	0,80	8,50	0,12
23	226	8,05	0,85	0,78	7,20	0,14
24	362	4,65	0,95	0,65	80,00	0,01
Группа составов 4 (Основа: вода + лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия + глицерин + «К.К. Робус»)						
8	252	7,03	0,76	0,75	8,66	0,12
9	192	9,60	0,66	0,81	4,42	0,23
10	218	8,33	0,77	0,79	11,90	0,08
14	207	8,87	0,75	0,80	10,12	0,10
15	264	6,73	0,88	0,74	32,00	0,03
19	196	9,43	0,64	0,81	5,14	0,19
20	201	9,17	0,81	0,80	14,00	0,07

Таблица 2 (окончание). Параметры газожидкостных смесей.

№ Раствора	Плотность ГЖС средняя на начало цикла, кг/м³	Кратность начальная	Коэффициент разрушения пены	Газосодержание	Устойчивость, с/см³	Скорость выделения 50% воды, см³/с
Группа составов 5 (Основа: вода + лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия + глицерин + ПАА Praestol)						
10	218	8,33	0,77	0,79	11,90	0,08
11	250	7,17	0,79	0,76	11,14	0,09
13	309	5,57	0,84	0,70	21,42	0,05
16	194	9,43	0,69	0,81	5,14	0,19
17	209	8,70	0,64	0,79	7,88	0,13
18	251	7,10	0,69	0,75	8,18	0,12

условий, но при восстановлении этих условий характеристики остаются адекватными [3].

Экспериментальные данные и результаты их обработки доказывают, что течение исследуемых газожидкостных смесей в диапазоне скоростей сдвига от 100 до 600 $с^{-1}$ может быть описано реологическим уравнением Оствальда – де Ваале со степенью определенности σ = 0,96...1,00. Исследуемые ГЖС обладают свойствами твердого тела, которые проявляются в наличии высоких значений СНС.

Проведённые исследования показали, что применение использованных в данной работе стабилизаторов и структурообразователей позволяет получить стабильные газожидкостные смеси, показанные к применению в условиях АНПД, но для этого необходимо провести изучение проникающей способности растворов в горные породы. Также необходимо отметить, что имеет смысл для дальнейших исследований ограничить количество используемых стабилизирующих и структурообразующих добавок до 1-2, что можно произвести с экономической точки зрения (табл. 4).

Таблица 3. Реологические характеристики газожидкостных смесей.

№ Раствора	Вязкость ГЖС при 100 $с^{-1}$, мПа·с	Вязкость ГЖС при 600 $с^{-1}$, мПа·с	Напряжение сдвига ГЖС при 100 $с^{-1}$, Па	Напряжение сдвига ГЖС при 600 $с^{-1}$, Па	СНС ГЖС, Па	Показатель текучести n	Коэффициент консистенции k, Па·с $^{(1/n)}$	Степень определенности, σ
7	123,10	56,58	12,86	34,12	22,95	0,470	1,51	0,97
8	134,70	53,96	14,11	32,54	62,55	0,394	2,34	0,96
9	72,59	32,65	7,48	19,69	74,25	0,554	0,57	1,00
11	165,20	68,51	17,33	41,35	74,25	0,461	2,04	0,99
13	366,70	132,30	38,75	79,94	49,50	0,400	5,99	1,00
14	148,60	53,94	15,54	32,56	91,35	0,463	1,74	0,99
16	151,90	52,10	15,92	31,44	83,70	0,420	2,16	1,00
19	113,90	42,62	11,84	25,62	56,25	0,427	1,34	0,97
21	251,40	90,06	26,45	54,41	26,10	0,444	3,24	1,00
22	197,90	69,18	20,77	41,78	29,70	0,441	2,56	0,99
23	250,40	90,13	26,39	54,44	59,85	0,432	3,43	1,00

Таблица 4. Обзор цен структурообразующих и стабилизирующих добавок.

№ п.п.	Буровой реагент	Цена, руб/тн
1	КМЦ Полицелл	60,000 – 68,000
2	КМК-БУР-2	42,000 – 49,000
3	ПАА Praestol	150,000 – 162,000
4	ПАА FP-107	115,000
5	К.К. Робус	165,000

С точки зрения технологической и экономической эффективности для окончательных рекомендаций по композициям ГЖС представляет интерес 7-й состав, включающий в себя в качестве структурообразующей и стабилизирующей добавки ПАА FP-107 (0,05%) + КМК-БУР-2 (1%); в дальнейшем планируется провести с ним исследования по изучению проникающей способности раствора в горные породы. Также имеет смысл провести весь комплекс исследований при различных концентрациях выбранных добавок для получения оптимального состава ГЖС.

Выводы

1. Для первичного вскрытия продуктивных горизонтов в условиях аномально низких пластовых давлений разработаны рекомендации по компонентным составам газожидкостных смесей. Применение бинарного состава анионактивных ПАВ (лаурилсульфат натрия + ЛАБС натрия) эффективно как с технологической, так и с экономической точки зрения по сравнению с монореагентными, и позволяет получить качественные ГЖС необходимой кратности (до 10-12).
2. Ввод в качестве реагента стабилизатора комплекса из высокомолекулярного акрилового полимера FP-107 и карбоксиметил крахмала КМК-БУР-2 позволяет получить стабильные газожидкостные смеси, обладающие пенообразующей способностью при повторном перемешивании после разрушения пен.
3. Реологическое поведение данных газожидкостных смесей описывается степенной моделью Оствальда–де Ваале, а низкие значения коэффициента нелинейности характеризуют их высокую псевдопластичность, что позволяет использовать их для вскрытия продуктивных пластов при заканчивании скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мерзляков М.Ю., Турицына М.В., Яковлев А.А. Применение экологически безопасных газожидкостных смесей при бурении скважин на воду – В Сб. «Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения»: Труды 10-й международной научно-практической конференции 11-13 апреля 2012 г. / Воркутинский горный институт (филиал) ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Воркута, 2012, с. 81-85
2. Мураев Ю.Д. Газожидкостные системы в буровых работах. Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет). СПб, 2004. 123 с.
3. Слюсарев Н.И., Козловский А.Е., Лоскутов Ю.Н. Технология и техника бурения геологоразведочных скважин с промывкой пеной. – СПб.: Недра, 1996. – 179 с.
4. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. М., «Химия», 1983, 264 с.
5. Турицына М.В., Яковлев А.А. Обзор результатов исследований пенообразующих растворов и газожидкостных смесей на их основе – В Сб. «Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения»: Труды 10-й международной научно-практической конференции 11-13 апреля 2012 г. / Воркутинский горный институт (филиал) ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Воркута, 2012, с. 180-184.
6. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (комплексная технология бурения и крепления скважин). СПб, СПГГИ (ТУ), 2000, 143 с.

УДК 621.031/075.80/

Динамика низа бурильной колонны при глубоком бурении

Л.К. Горшков, доктор техн. наук, профессор
(Санкт-Петербургский государственный горный университет)

Эффективность любого вида бурения, в особенности глубокого, определяется динамической устойчивостью и надежностью работы колонны бурильных труб (КБТ), через которую на породоразрушающий инструмент передаются и осевая нагрузка, и крутящий момент. При этом КБТ испытывает воздействие от колебательных процессов различного вида: продольных при турбинном бурении; продольных и крутильных колебаний одновременно при силовом возбуждении от привода буровой установки. Последнее характерно для шпиндельных станков в процессе колонкового бурения на твердые полезные ископаемые; подчиненное значение при этом имеют изгибные (поперечные) колебания от продольного сжатия КБТ и центробежных сил из-за несоосности соединений элементов самой КБТ. Особый интерес для рассмотрения вызывают два вида парных колебаний, доминирующих при глубоком бурении.

При турбинном бурении бурильная колонна, по каналу которой в процессе бурения подается к забою скважины поток промывочной жидкости, приводящий в действие турбобур и очищающий забой и породоразрушающий инструмент от шлама, а также поддерживается необходимая для разрушения породы осевая нагрузка, совершает прямолинейные поступательные движения вдоль оси ствола скважины без вращения. Верхний конец КБТ соединен с подвижным блоком талевой системы через амортизированный крюк с пружиной определенной начальной жесткости. При этом колонне передаются колебания от амортизированного крюка, играющего роль кинематического возбудителя колебаний в самой КБТ, с возможностью появления резонансов при совпадении частоты кинематического возбуждения и собственной круговой частоты колебаний КБТ.

Часть КБТ с начальной длиной l_0, располагающаяся выше забойной компоновки (турбобур с породоразрушающим инструментом, колонна утяжеленных труб (УБТ) и нижняя часть КБТ) и обеспечивающая на забое осевую нагрузку определенной величины за счет своего веса, соединяется с крюком подвижного блока и имеет переменную длину, изменяющуюся по закону $l = l_0 + Vt$, где l_0 - начальная длина КБТ; V - механическая скорость бурения, т.е. скорость продольного осевого перемещения колонны; t - время; а значит, и переменную линейную жесткость $C = G/(l_0 + Vt)$, где $G = ES$ - жесткость сечения КБТ; E - модуль упругости материала труб; S - поперечное сечение трубы.

Верхняя, переменная по длине, часть КБТ действует на пружинный амортизатор подвижного блока, вызывая в нем колебания с переменной частотой, так как масса верхней (растянутой) части КБТ меняется так же, как и линейная жесткость пружины: $m = q(l_0 + Vt)$, где q - масса 1 п.м труб.

Переменная частота кинематического возбуждения может быть определена по зависимости:

$$k_1(t) = \sqrt{C_1/m} = \sqrt{\frac{G_1}{g(l_0+Vt)^2}} = \frac{\sqrt{G_1/q}}{l_0+Vt}, \qquad (1)$$

где $k_1(t)$ - переменная частота кинематического возбуждения, C_1 - линейная жесткость пружины амортизатора подвижного блока; G_1 - начальная жесткость сечения этой пружины.

Как видно из формулы (1), частота кинематического возбуждения изменяется по плавной кривой, асимптотически приближающейся к осевой линии, имея начальное значение, равное

$$k_1^0 = \sqrt{G_1/q/l_0}.$$

В общем случае колебания амортизированного крюка под действием переменной массы растянутой части КБТ можно считать совершающимися по гармоническому закону:

$$x = a \sin k_1 t \qquad (2)$$

где a - амплитуда кинематического возбуждения (конструктивный параметр пружины - амортизатора подвижного блока).

Таким образом, удлиняющаяся часть КБТ испытывает вынужденные колебания от кинематического возбуждения, а также собственные продольные колебания как упругая система с распределенными инерционными параметрами. На некоторой глубине спуска КБТ в скважину в процессе бурения с механической скоростью V частота кинематического возбуждения может совпасть по величине с некоторыми частотами собственных колебаний колонны. Тогда будут иметь место резонансные явления, могущие стать причиной выхода колонны из строя из-за неустойчивого режима работы, а также нарушения целостности пород стенок скважины. Это приведет к неустойчивой работе породоразрушающего инструмента, к возникновению аварийной ситуации и, вместе с ними, к снижению технико-экономических показателей процесса бурения, в худшем случае - к его прекращению.

Дифференциальное уравнение движения верхней удлиняющейся части КБТ при подвеске ее на амортизированном крюке подвижного блока может быть записано с учетом выражения (2) в следующем виде:

$$\ddot{x} + 2n\dot{x} + k^2 x = ak_1^2 \sin k_1 t, \qquad (3)$$

где $n = \dfrac{\beta}{2m}$ - удельный коэффициент демпфирования;

$k = \sqrt{\frac{C+\gamma S}{m}}$ - частота собственных колебаний колонны как упругой системы с распределенными параметрами; x – текущее значение осевой координаты (изменение длины КБТ); $\dot{x}$ - обобщенная скорость перемещения колонны; γ - удельный вес промывочной жидкости; β - коэффициент вязкого сопротивления движению колонны.

Уравнение (3) есть дифференциальное уравнение второго порядка, линейное, с переменными коэффициентами, неоднородное. Его решением будет сумма решений: x_0 - общее решение однородного уравнения (типа $\ddot{x}+2n\dot{x}+k^2x=0$) для затухающих колебаний и $x_{частн}$ - частное решение для чисто вынужденных колебаний от кинематического возбуждения амортизированного подвижного бурового крюка.

Сложность решения уравнения (3) состоит в том, что в нем все коэффициенты являются переменными. Но, следуя опыту решения таких уравнений, можно применить метод «замораживания» переменных параметров, то есть при процедуре интегрирования считать коэффициенты постоянными, а затем при получении решения ввести в него эти коэффициенты уже переменными, считая их «медленными» функциями времени. Ошибка при этом будет в приемлемых пределах - не более 5-10% [1].

Решение однородного уравнения (общее решение) влияет незначительно, так как колебания, согласно этому решению, со временем затухают, и тогда остается решение для чисто вынужденных колебаний (частное решение), которое и представляет основной интерес. Будем искать это решение в виде:

$$x = \frac{mg}{c+\gamma S} + A\sin k_1 t, \qquad (4)$$

где первый член $\frac{mg}{c+\gamma S}$ есть статическая осадка КБТ на тросе ниже амортизированного крюка; A – неизвестная амплитуда вынужденных продольных колебаний КБТ.

При этом второй член в правой части выражения (4) и определяет так называемый закон чисто вынужденных гармонических колебаний с частотой k_1.

Подставив в уравнение (3) решение (4), найдём значение амплитуды A как функции времени:

$$A = a\left\{\left[(c+\gamma S)-mk_1^2\right]^2+\beta^2k_1^2\right\}^{-\frac{1}{2}} = \frac{a}{\sqrt{\Delta(t)}}, \qquad (5)$$

где $\Delta(t) = \gamma^2S^2 + \beta^2\frac{G}{q(l_0+Vt)^2}$ - «медленная» функция времени.

При t = 0 собственная частота колебаний колонны больше частоты кинематического возбуждения:

$$k_0 = \sqrt{\frac{C_0+\gamma S}{m_0}} = \frac{1}{l_0}\sqrt{\frac{G+l_0\gamma S}{q}} > k_1,$$

где m_0, c_0 – начальные значения массы на крюке и линейной жёсткости колонны (при $l = l_0$).

С ростом времени t длина колонны увеличивается, а собственная её частота $k = \sqrt{\frac{G+\beta}{m}} = \frac{\sqrt{G+\gamma S(l_0+Vt)}}{(l_0+Vt)\sqrt{q}}$ уменьшается, и в момент времени t_p наступает резонанс (режим неустойчивой работы колонны), когда $k\big|_{t=t_p} = k_1$ (при $k < k_1$ резонанса не наблюдается).

Исследуем функцию $\Delta(t)$. При $t=0$ и $l=l_0$ имеем:

$$\Delta_0 = \gamma^2S^2 + \frac{\beta^2G}{ql_0^2}.$$

При резонансе ($k= k_1$) длина колонны равна $l_p = l\big|_{t=t_p}$, следовательно,

$$l_p = \frac{G}{q\left(l_0+Vt_p\right)k_1^2};$$

$$t_p = \frac{l_p-l_0}{V}\Big|$$

При возникновении резонанса функция $\Delta(t)$ становится равной

$$\Delta_{min} = \Delta(t)\big|_{t=t_p} = \beta^2\frac{G}{q\left(l_0+Vt_p\right)^2}.$$

Дальнейший рост $t\to\infty$ приводит к значению

$$\Delta_\infty = \frac{A(t)}{\sqrt{\Delta(t)}}\Big|_{t\to\infty} = \frac{A(t)}{\Delta_\infty}.$$

Как следует из приведенной расчётной методики, характерные точки функции $\Delta(t)$ определённым образом коррелируют с соответствующими точками функции $A(t)$, что видно на графиках качественного изменения этих функций (рис. 1), а именно – минимуму функции $\Delta(t)$ соответствует максимум амплитуды: $A_{max} = A_p$.

Таким образом, приведенная расчётная методика позволяет определять возможные глубины участков КБТ, где могут иметь место проявления резонансов при продольных колебаниях, но при этом следует дополнительно использовать частотное уравнение [2]:

$$\frac{Ca_0k}{gTS} = ctg\frac{kl}{a_0}, \qquad (6)$$

где C – осевая нагрузка на забой; g – ускорение силы тяжести; k – неизвестная частота собственных колебаний КБТ; l – длина КБТ; a_0 – скорость продольной волны в теле КБТ.

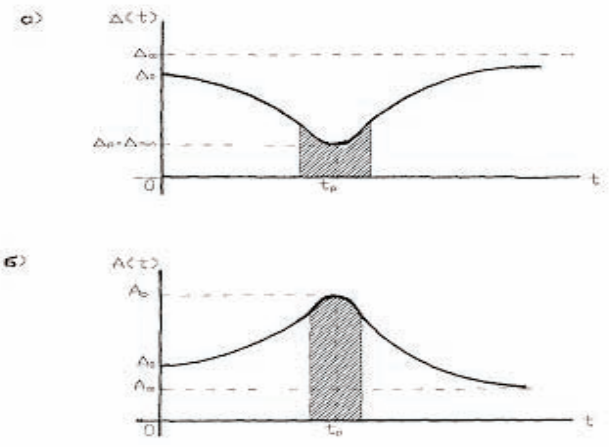


Рис. 1. Примерные графики функций: а) - $\Delta(t)$ и б) – $A(t)$; заштрихованные площадки – зона возможных резонансов.

Графическое решение частотного уравнения (6) показано на рис. 2, откуда следует, что частоты k_1', k_1'' и т.д. являются резонансными частотами, по значениям которых можно рассчитать участки КБТ, где возможны резонансные явления. Для этого в уравнение (6) нужно вместо k подставить соответствующие значения частот k_1', k_1'' и др.

Приведенная расчётная методика апробирована при бурении плановой скважины № 6430, куст-238, в Нефтеюганском филиале ЗАО «Сибирская Северная Компания» [3], где в результате опытного бурения при учёте наращивания растянутой части колонны и общей глубине 3100 м были определены участки неустойчивой работы КБТ. Бурение велось турбобуром Т12РТ-240 с частотами вращения 760 и 110 об/мин. Длина наращиваемой части колонны составила 2400 м (диаметр КБТ 147/11 мм, масса 1 п.м – 16,5 кг), максимальная нагрузка на крюке 2000 кН, ход пружины амортизированного крюка – 145 мм.

При опытном бурении были вскрыты два интервала неустойчивых пород, нарушаемых бурильной колонной, работающей в режиме резонанса: на глубинах 760 и 1340 м. Расчёты по приведенной методике показали наличие резонансов на длине КБТ $l_{p1} = 730$ м и $l_{p2} = 1380$ м, то есть ошибка расчётов по сравнению с опытными данными составила 3,9 %, что свидетельствует о практической пригодности предлагаемой методики определения резонансных частот при глубоком бурении на заранее предполагаемых интервалах глубин скважин (на участках КБТ).

Для учёта крутильных колебаний КБТ предлагается использовать другое частотное уравнение [2]:

$$\frac{2{,}5a_1C(1+\mu)}{gE(D^2-d^2)}k' = ctg\frac{k'l}{a_1}, \qquad (7)$$

где a_1 – скорость поперечной волны в теле КБТ; k' – частота собственных крутильных колебаний КБТ; μ – коэффициент Пуассона материала труб; D, d – соответственно внешний и внутренний диаметры КБТ.

Применение частотного уравнения (7) также показало его практическую пригодность для расчёта резонансов и глубин их возникновения при колонковом бурении глубоких скважин станками шпиндельного типа [3].

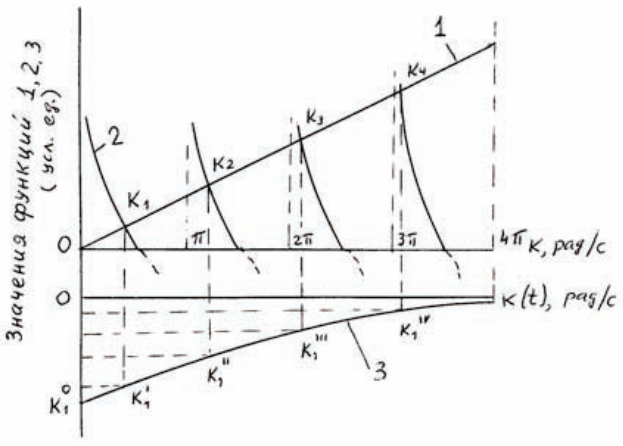


Рис.2. Графическое решение уравнения (6) в сопоставлении с кривой по уравнению (1):
1 – зависимость для левого члена уравнения (6);
2 – спектр котангенсоид согласно правой части того же уравнения;
3 – кривая частот по уравнению (1) для кинематического возбуждения колебаний подвижного подъёмного крюка.

Нижняя часть колонны бурильных труб (КБТ), вместе с забойным двигателем (турбобуром) и бурильной головкой (долотом), создает за счёт собственного веса необходимую для эффективного разрушения пород забоя скважины осевую нагрузку. Когда веса сжатой нижней части КБТ недостаточно, к ней добавляют, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), располагающиеся непосредственно над турбобуром и в какой-то мере разгружающие сжатую нижнюю часть КБТ. Тем не менее, в сжатой части колонны возникают полуволны от продольного изгиба, причем каждая полуволна располагается в плоскости, проходящей через продольную ось скважины. В этой плоскости полуволна продольного изгиба касается стенки скважины, реакция которой и определяет силы сопротивления (вязкого трения) при движении КБТ в процессе бурения.

Нахождение величины этой силы сопротивления вызывается необходимостью решения дифференциального уравнения движения КБТ в скважине с целью определения резонансных частот и глубины их возникновения в растянутой верхней части КБТ, являющейся функцией времени, как было показано выше.

Комплекс соединенных между собою полуволн определяет нижнюю сжатую часть КБТ как винтовую линию (винтовую спираль). Так как геометрически все полуволны отличаются друг от друга по длине, то винтовую линию с переменным шагом витка для малоискривлённой скважины можно заменить эквивалентной винтовой спиралью с постоянным значением шага витка, и тогда для такой винтовой линии можно записать [4]:

$$dP + (fP - q\rho\cos\alpha)\,d\varepsilon = 0 \qquad (8)$$

где P - сила натяжения полуволны, или осевая сжимающая сила на конце КБТ, кН; f - коэффициент сопротивления (трения) при движении касающейся стенки скважины полуволны КБТ; q - вес 1 п.м труб, кН/м; ρ - радиус кривизны полуволны в контакте со стенкой скважины; α - угол наклона витка эквивалентной винтовой линии к вертикали, рад; ε - приращение искривления, или угол смежности между крайними точками участка касания полуволны со стенкой скважины.

Так как угол мал, особенно в случае использования УБТ в малоискривлённой (вертикальной) скважине, то уравнение (8) можно упростить:

$$dP + (fP - q\rho)\,d\varepsilon = 0 \qquad (9)$$

Полагая $d\varepsilon = dl/\rho$, где l – длина участка полуволны, контактирующего со стенкой скважины, и $1/\rho = PR_0 \,|\, (4EJ)$, можем переписать уравнение (9) в следующем виде:

$$\frac{dP}{sl} + \frac{fR_0}{4EJ}p^2 = q, \qquad (10)$$

где R_0 - полуразность диаметров скважины и КБТ, м; EJ – жёсткость сечения трубы, кН·м^2; t - модуль упругости материала трубы при растяжении-сжатии, кН/м^2; J - осевой момент инерции сечения трубы, м^4.

Уравнение (10) представляет собой частный случай специального уравнения Рикатти [4], имеющего вид:

$$\frac{dy}{dx} + a^0y^2 = bx^{d0},$$

где a^0, b, α_0 – постоянные коэффициенты; применительно к уравнению (10) $a^0 = fR_0/(4EJ)$; $b = q$; $\alpha_0 = 0$; $x = l$; $y = P$.

Если принять, что на сжатую нижнюю часть КБТ действует только ее собственный вес, то решением уравнения (10)

будет интеграл:

$$\int dP = \int_0^{l_c} \left(q - \frac{fR_0}{4EJ} P^2 \right) dl$$

или

$$P = \frac{2}{k} thql_c \frac{k}{2}, \qquad (11)$$

где lc – длина сжатой нижней части КБТ, м; th – гиперболический тангенс; k – размерный сокращающий множитель, $1/H$, равный

$$k = \left[fR_0 / (qEJ) \right]^{1/2}.$$

Гиперболический тангенс в уравнении (11) представляет собой следующее выражение

$$thx_0 = \frac{e^{x_0} - e^{-x_0}}{e^{x_0} + e^{-x_0}},$$

где $x_0 = ql_c \frac{k}{2}$.

В общем случае сила сопротивления при формировании и продольном перемещении сжатой части КБТ в форме винтовой спирали определяется из выражения:

$$R_в = Q_c - P, \qquad (12)$$

где Qc – вес сжатой нижней части КБТ без веса забойной компоновки (турбобура с бурильной головкой), кН.

При этом осевая нагрузка на бурильную головку (долото) будет равна:

$$C = P + Q_{з.д.},$$

где $Q_{з.д.}$- вес забойного двигателя с бурильной головкой, кН.

Если в создании осевой нагрузки на долото участвуют УБТ весом $Q_у$, когда $C > Q_у + Q_{з.д.}$, то силу сопротивления можно определить, исходя из следующих соображений. Необходимо предварительно определить значение $Q_у$ по формуле (11) при условии замены lc на длину участка УБТ, а также замены q на вес 1 п.м УБТ. Найденное таким образом значение $Q_у$ следует учесть при интегрировании уравнения (10):

$$P = \frac{2}{k} \cdot \frac{Q_y \frac{k}{2} + thq_y l_y \frac{k}{2}}{1 + Q_y \frac{k}{2} thq_y l_y \frac{k}{2}}, \qquad (13)$$

где $q_у$ – вес 1 п.м УБТ, кН/м; $l_у$ –длина колонны УБТ, м.

Далее полученное по зависимости (13) значение P следует ввести в выражение (12) для определения силы сопротивления $R_в$. Следует заметить, что величины P, полученные по формулам (11) и (13), должны быть не меньше значения осевой нагрузки $P_к$; для некоторых случаев употребления бурильных труб размерами 146 x 9 и 168 x 11 мм они показаны в таблице [5].

Контактные сжимающие силы $P_к$ для скважин различных диаметров.

Диаметр скважины, мм	Размер труб, мм	Контактная сила $P_к$,кН
214	146 x 9	365,5
243	146 x 9	291,0
269	168 x 11	514,0
300	169 x 11	451,0

Результаты расчётов по приведенной методике, то есть по зависимостям (11) – (13) для определения сил P и $R_в$, были сопоставлены с данными некоторых экспериментов П.В. Балицкого [6] для КБТ размером 168 x 11 мм (q = 0,476 кН/м; EJ = 36,94 · 10^6 кН · м^2; f = 0,4). Ошибки расчётов при этом составили не более ±7,2% для случая бурения скважин диаметром 269 мм и глубиной до 3000 м, что в достаточной мере свидетельствует о практической пригодности разработанной расчётной методики определения сил сопротивления движению КБТ в глубокой скважине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нагаев Р.Ф., Исаков К.А., Лебедев Н.А. Динамика горных машин. – СПб.: СПГГИ, 1996.
2. Горшков Л.К. Основы теории механических колебаний в разведочном бурении. – СПб.: СПГГИ, 1998.
3. Горшков Л.К., Уртминцев И.А. Динамическая устойчивость колонны бурильных труб // Материалы докладов на международной конференции «Шестые Окуневские чтения». Т.1. – СПб.: Балт. гос. техн. ун-т, 2008. – с. 84-89.
4. Камке Э. Справочник по обыкновенным дифференциальным уравнениям. Пер. с нем. – М.: Наука, 1971.
5. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине. – М.: Недра, 1978.
6. Балицкий П.В. Исследования на механической модели статической устойчивости колонны бурильных труб. – В кн.: Нефтяное машиностроение, т.3. – М., 1958.

УДК 622.24.053.8

Современная методика проектирования и рациональная отработка замковых соединений бурильной колонны как фактор повышения эффективности строительства нефтегазовых скважин

В.И.Семин – доктор техн. наук; А.А.Цыбин – доктор техн. наук
(ОАО НПО «Буровая техника»)

В нефтепромысловом оборудовании, в значительной степени влияющими на технико-экономические показатели строительства скважин, используются бурильные трубы, эффективность эксплуатации которых существенно зависит от качества и надежности замкового резьбового соединения (ЗРС), представляющего собой коническую резьбу упорного типа с треугольным профилем витков (рис. 1). По геометрическим параметрам и механическим свойствам сортамент отечественных бурильных труб с приваренными замками (по ГОСТ-Р 50278) практически не отличается от конструкций, выпускаемых по зарубежным стандартам (API 5D, Spec 7). Поэтому и технические характеристики бурильных труб, изготавливаемых в нашей стране, не должны существенно отличаться от импортных аналогов.

Однако, имеющиеся в нашей нефтегазовой отрасли некоторые специфические условия эксплуатации (преобладание турбинного бурения и связанного с этим увеличенное количество спуско-подъемных операций по сравнению с роторным способом проводки скважин, свинчивание ЗРС с относительно высокой угловой скоростью при использовании автоматических буровых ключей типа АКБ, недостаток качественной смазки и др.), способствуют более интенсивному износу замковой резьбы, преждевременной потере работоспособности соединений и перерасходу материала бурильных труб. Актуальность проблемы обеспечения работоспособности и повышения эксплуатационных характеристик ЗРС усугубляется тем, что в настоящее время наблюдается устойчивый рост глубин и доля бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, требующие максимальной фондоотдачи нефтепромыслового оборудования и инструмента.

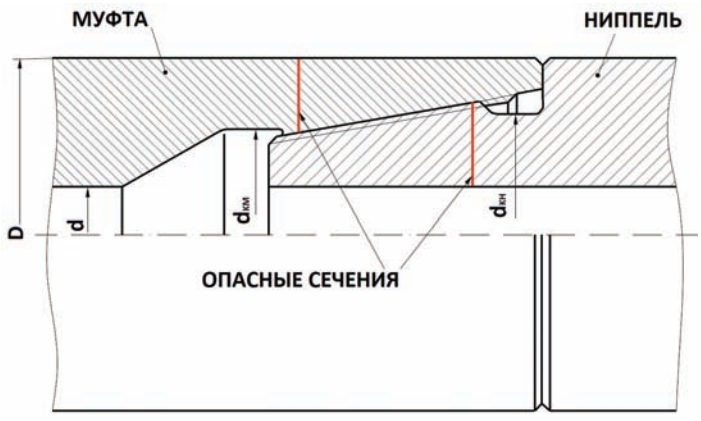


Рис. 1. Схема замкового соединения бурильных труб.

Известно, что высокие технические требования, предъявляемые к замковым соединениям, диктуются жесткими условиями эксплуатации бурильной колонны. В процессе эксплуатации ЗРС испытывают значительные статические и динамические нагрузки, среди которых следует выделить: осевое растяжение и сжатие, знакопеременный изгиб, кручение, продольные, поперечные и крутильные колебания, избыточные наружное и внутреннее давления, действующие нередко в условиях повышенных температур и агрессивной рабочей среды, содержащей сероводород, углекислый газ, ионы хлора и другие вещества, негативно влияющие на ресурс всего скважинного оборудования и инструмента.

Сборка ЗРС, имеющего, как правило, определенный диаметральный натяг, должна производиться с регламентированным крутящим моментом свинчивания ($M_{св.}$), обеспечивающим заданные технические характеристики: статическую прочность, герметичность, сопротивление усталости и другие эксплуатационные показатели.

Замковое соединение, обладая многими преимуществами, по сравнению с цилиндрической резьбой, однако имеет более сложную технологию изготовления и более трудоемкий параметрический контроль, для которых требуется высокоточное оборудование и специальный режущий инструмент. В серийном производстве при нарезании замковой резьбы в основном применяются специальные станки-автоматы, оснащенные программными средствами и способные обеспечить требуемое качество выпускаемой продукции с ЗРС. Комплексный контроль конического резьбового соединения включает определение осевого (или диаметрального) натяга, для чего используется комплект гладких и резьбовых калибров. При этом требуется

также периодически производить поэлементный контроль замковой резьбы (конусности, шага, высоты и углов наклона боковых сторон профиля витков и др.).

На протяжении многих лет проектированием и исследованием эксплуатационных характеристик ЗРС занималась лаборатория резьбовых соединений (ЛРС), входящая в структуру ОАО НПО «Буровая техника - ВНИИБТ» и возглавляемая Заслуженным деятелем науки и техники, д.т.н., профессором Щербюком Н.Д. Лаборатория обладала необходимым испытательным и метрологическим оборудованием, позволяющим получить достоверные результаты исследований практически всех эксплуатационных характеристик: ресурса натурных образцов ЗРС на многократное свинчивание (на стенде-скважине УС-1), сопротивления усталости при плоском (УП-200) и круговом (СИТУ) изгибе с осевым растяжением (СИТУР), герметичности при сложном нагружении – растяжении, внутреннем давлении и изгибе (СИТРИ).

Кроме этого лаборатория осуществляла контроль и аттестацию конических резьбовых калибров с использованием специальных высокоточных приборов, оснащенных электронной индикацией (фирмы Heidenhain, Германия) с аккредитацией метрологической службы в системе ГОСТ-Р. ЛРС имела экспериментальное производство (на ЭЗ ВНИИБТ) по изготовлению конических резьбовых калибров всех типоразмеров труб нефтегазового сортамента.

На основе имеющегося мощного технического оснащения и высококвалифицированного научного потенциала лаборатория по праву считалась ведущим разработчиком большинства отечественных резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Среди них можно выделить хорошо зарекомендовавшие себя за многие годы промышленной эксплуатации такие резьбовые соединения как: ТБВК, УБТЗ, ЛБТВК, ОТТМ, ОТТГ, НКМ, ОГ-1м и многие другие [1].

Войдя в новый век без своего легендарного руководителя, ЛРС продолжала трудиться в своих лучших традициях, выработанных за многие десятилетия. При тесном сотрудничестве с предприятиями ЗАО «Трубная металлургическая компания» (ТМК), лабораторией разработаны современные конструкции высокогерметичных соединений обсадных труб класса «Премиум», которые успешно внедрены (серии СТТ, ВАРМ) и неизменно пользуются большим спросом у потребителей.

На основе научного анализа и современной обработки имеющегося обширного материала экспериментальных исследований, лабораторией предложена оригинальная методика расчета и оптимизации конструкции ЗРС, позволяющая, исходя из заданных начальных граничных условий (диаметральных габаритов), получить предельно высокие технические характеристики соединения (по статической прочности, сопротивлению усталости, герметичности, ресурсу при многократном свинчивании и др.). Методика позволяет решать как прямую, так и обратную задачи расчета ЗРС в процессе эксплуатации. В первом варианте можно дифференцированно определить статическую и динамическую прочность ЗРС, учитывая внешние нагрузки и его техническое состояние (натяг в соединении, степень износа труб по наружному диаметру, коэффициент трения в сопряжении, степень износа резьбы и др.). В другом варианте появляется возможность назначать технологические параметры (крутящий момент свинчивания, место расположения замка по длине бурильной колоны), максимально используя реальные технические данные бурильного замка в режиме рациональной эксплуатации ЗРС. Это позволяет при проведении спуско-подъемных операциях управлять отработкой ЗРС (порядком включения замка в состав бурильной колонны) в комплекте бурильных труб и назначать рациональные режимы сборки (величину крутящего момента свинчивания) всех элементов бурильной колонны с целью достижения оптимальной эксплуатации ЗРС.

Разработанная методика расчета особенно актуальна для проектирования ЗРС, эксплуатирующихся в экстремально тяжелых условиях и в режиме предельно допустимых нагрузок на замок. Кроме этого открывается перспективные возможности (при использование компьютерных технологий) управления компоновкой и рациональной отработкой элементов бурильной колонны с ЗРС, исходя из имеющегося технического обеспечения.

Развивая основные направления своей деятельности, ЛРС для буровых предприятий нефтяных и газовых компаний разработала пакет руководящих документов и практических рекомендаций по рациональной эксплуатации и текущему контролю технического состояния ЗРС. Организациям предлагается внести в эксплуатационную документацию установленные экспериментально количественные показатели основных технических характеристик (ресурса при многократном свинчивании, герметичности и сопротивления усталости) в зависимости от степени износа ЗРС [2, 3, 4, 5].

С целью повышения основных эксплуатационных характеристик ЗРС предлагается внедрить ряд новых конструктивных и технологических решений:

- высокоэффективные разгружающие элементы резьбы (ЗРК) для утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые позволяют значительно (до 40÷60%) увеличить сопротивление усталости ЗРС и имеют лучшие показатели (особенно на УБТ с наружным диаметром более 146 мм), чем аналогичные зарубежные конструкции [6];
- индикатор усталостных повреждений (ИНУП), устанавливаемый в компоновку низа бурильной колонны и регистрирующий предельно-допустимое состояние (момент зарождения усталостных трещин) ЗРС при действии значительных знакопеременных изгибающих нагрузок;
- установка упрочнения резьбы (УОР-6) методом поверхностно-пластического деформирования (ППД) впадин профиля витков, позволяющая увеличить (до 50%) сопротивление усталости ЗРС [7];
- станочное приспособление (УМП) с оригинальной (химико-механической) технологией нанесения на резьбу медьсодержащего покрытия для предотвращения задиров и заеданий в сопряжении витков при свинчивании ЗРС, что особенно важно для отремонтированной замковой резьбы [8];
- рациональный режим упрочнения замковых деталей методом карбонитрации. позволяющий кратно увеличить ресурс ЗРС при многократном свинчивании [9];
- высокомоментное резьбовое соединение толстостенных бурильных труб малого диаметра (до 114 мм), предназначенное для строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Таким образом, внедрение оригинальной методики расчета и проектирования ЗРС открывает новые возможности в оптимизации конструкции и рациональной эксплуатации замковых соединений. Предлагаемый ряд технических решений, базирующихся на результатах всесторонних испытаний натурных образцов ЗРС, позволит в значительной степени повысить эксплуатационные характеристики и надежность резьбовых соединений элементов бурильной колонны, тем самым существенно улучшить экономические показатели строительства нефтяных и газовых скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. М., Недра, - 1974.
2. Семин В.И. Определение ресурса замкового резьбового соединения при многократном свинчивании. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - № 12. - с. 11-12.
3. Семин В.И. Анализ герметичности замкового соединения при статическом нагружении с учетом степени износа резьбы. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - № 4. с. 13-18.
4. Семин В.И. Экспериментальные исследования замковых соединений с изношенной резьбой на усталость и статическую прочность. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - № 6. - с. 8-11.
5. A. Baryshnikov and F. Donati, ENI-Agip; and J.Gazanchan and V. Semin Russia. Eliminating tvist-offs as a cause of drillstring failure. World Oil, № 7, 1999 г. (с. 81-89);
6. Семин В.И., Газанчан Ю.И. Повышение сопротивления усталости замкового резьбового соединения утяжеленных бурильных труб большого диаметра. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - № 6. - с. 15-17.
7. Семин В.И. Оптимизация технологии упрочнения замковой резьбы методом поверхностно-пластического деформирования. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - № 1. с. 23-27.
8. Семин В.И. Противозадирное медьсодержащее покрытие замковой резьбы бурильных труб. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - № 12. - с. 18-19.
9. Семин В.И. Поверхностное упрочнение замковой резьбы методом карбонитрации. // Нефтяное хозяйство, - 2004. - № 12. - с. 104-106.

УДК 622.24.053

Быстроразъёмное герметичное соединение насосно-компрессорных труб и способ его сборки-разборки

Л.А.Лачинян – доктор техн. наук, профессор
(ОАО «Завод бурового оборудования»)

Известно быстроразъемное герметичное соединение для НКТ [1] отличительной особенностью которого в сравнении с применяемыми в НКТ по стандарту API и ГОСТ 633, является то, что оно состоит не из двух, а из трех деталей: ниппеля, муфты и втулки. Ниппель с муфтой контактируют по гладким коническим поверхностям и скрепляются между собой охватываемой ниппель втулкой, навинчиваемой на муфту посредством резьбы, что ускоряет и облегчает процесс сборки-разборки соединения, а также предохраняет контактные поверхности соединения от разрушения, так как труба при этом не вращается

Однако, данное соединение значительно уступает соединению стандартных НКТ по прочности и герметичности, так как не имеет гарантированного натяга и, как следствие, предварительных напряжений от затяжки по сопрягаемым коническим поверхностям ниппеля и муфты. Оно и не может быть выполнено с гарантированным натягом, так как в противном случае ниппель с муфтой невозможно будет разъединить только посредством отвинчивания втулки, поскольку она не создает на ниппеле осевой силы раскрепления конических поверхностей. Следовательно, это потребует привлечения специальных технических средств и дополнительных затрат времени.

Предлагаемое новое соединение [2] обладает высокой прочностью и герметичностью благодаря созданию предварительного напряжения на контакте конических поверхностей ниппеля с муфтой с сохранением быстроразъемности соединения (рис. 1, 2).

На втулке 3 выполнены две параллельные оси соединения плоские опорные поверхности 5, 6, а на ниппеле 1

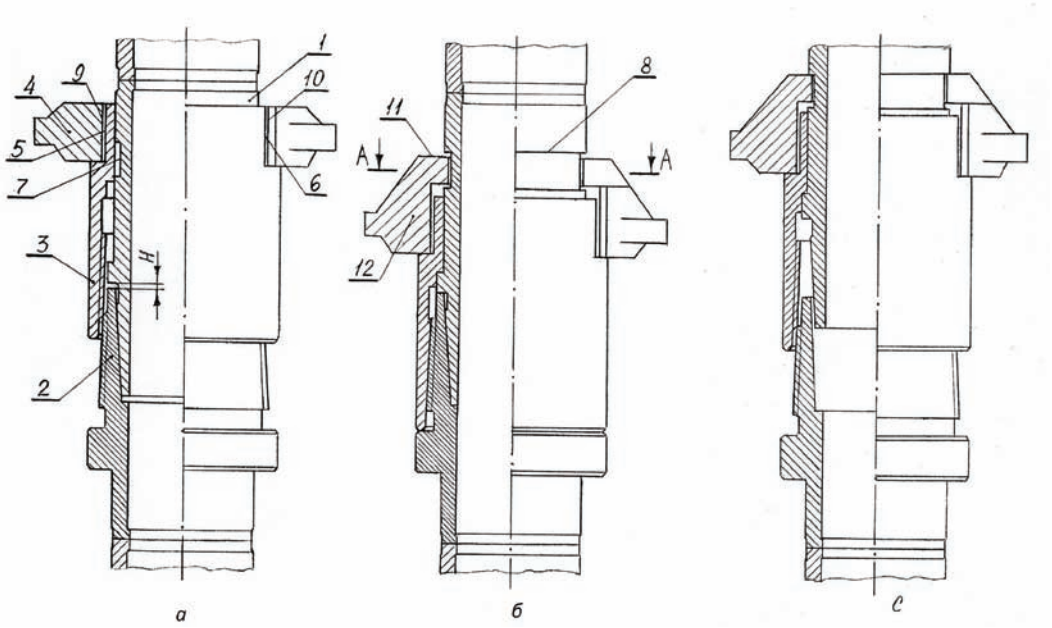


Рис.1 Быстроразъемное герметичное соединение:
а – в начале сборки; *б* – в начале разборки; *с* – в конце разборки.

проточена кольцевая канавка 7, образующая перпендикулярную оси соединения плоскую кольцевую опорную поверхность 8.

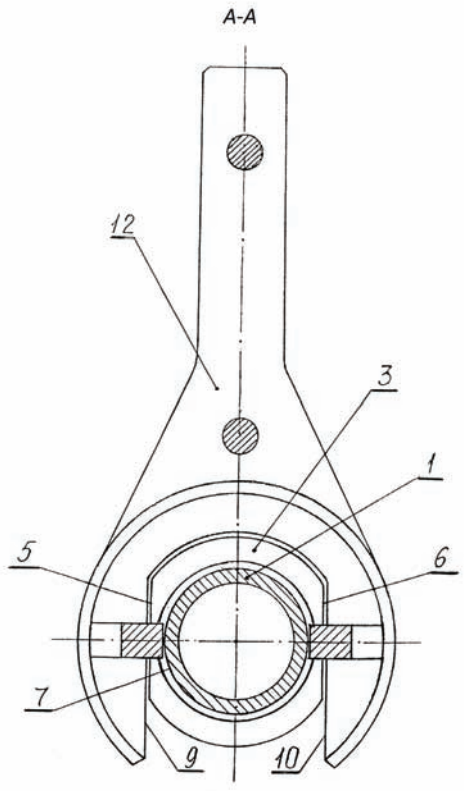


Рис. 2. Быстроразъемное герметичное соединение (сечение *А-А* по виду, показанному на рис. 1, *б*)

При сборке (рис. 1, а) устанавливают ниппель 1 в муфту 2. При этом между упорным торцом муфты и упорным уступом ниппеля образуется зазор H, обусловленный размещением конических поверхностей этих деталей с возможностью посадки их с заданным гарантированным натягом. Далее, надевают на соединение обычную ведущую вилку 4 с зёвом, имеющим плоские опорные поверхности 9, 10, входящие в контакт с ответными плоскими опорными поверхностями 5,6 втулки 3, и, включив трубоворот, сначала навинчивают втулку 3 на муфту 2, и затем создают посредством этой вилки и втулки 3 осевую силу затяжки конического соединения ниппеля 1 с муфтой 3, полностью ликвидируя тем самым зазор H и, наконец, затягивают резьбу.

При разборке (рис. 1, *б* и рис. 2), надевают на соединение другую ведущую вилку 12, которая в отличие от обычной имеет дополнительный зёв с плоской опорной поверхностью 11. Далее, включив трубоворот, сначала раскрепляют резьбу, и, посредством воздействия плоской опорной поверхности 11 вилки 12 на кольцевую плоскую опорную поверхность 8 ниппеля 1, раскрепляют его коническое соединение с муфтой 2, затем отвинчивают втулку 3 от муфты 2, снимают ведущую вилку 4 и, наконец, извлекают ниппель 1 из муфты 2 (рис. 1, с).

Таким образом, обеспечивается высокая прочность и герметичность соединения с сохранением его быстроразъёмности.

Рассмотрим пример реализации соединения и способа его сборки-разборки (рис. 1 и рис. 2) применительно к НКТ диаметром 73 мм с толщиной стенки 7 мм и высаженными наружу концами группы прочности К (ГОСТ 633). Материал деталей соединения соответствует группе прочности М.

Наружный диаметр втулки 3 равен $D_{\text{Н}}$ = 93 мм, внутренний диаметр проходного канала соединения 59 мм. Резьба, соединяющая втулку 3 с муфтой 2, коническая с наружным диаметром посередине длины резьбы $D_{\text{Р}}$ = 80 мм. Рабочая длина посадочной поверхности конического соединения ниппеля 1 с муфтой 2 $L_{\text{К}}$ = 50 мм, средний диаметр конического соединения d_{CP} = 68 мм, конусность 1:30.

Расчет проводим для двух видов гарантированного натяга – минимального и умеренного. Для минимального гарантированного натяга (например, посадка H7/p6) максимальное значение натяга не превышает δ = 0,051 мм, а для умеренного (например, посадка H7/s6) – δ = 0,078 мм.

Зазор в упорном стыке ниппеля и муфты перед затяжкой (рис. 1, а) соответственно составит:

- для минимального гарантированного натяга H=0,051/(1:30) = 1,54 мм;
- для умеренного гарантированного натяга H = 0,078 / (1:30) = 2,36 мм.

Контактное давление по коническим поверхностям q связано с величиной натяга δ следующей зависимостью [3]:

$$q = \frac{\delta \cdot E}{d_{CP} \cdot (C_1 + C_2)} \qquad (1)$$

где δ – величина натяга;
d_{CP} – средний диаметр конического соединения;
C_1 и C_2 – коэффициенты, учитывающие соотношение диаметров соединяемых деталей и коэффициент Пуассона их материала (для принятого соединения C_1 = 4,73; C_2 = 2,98);
E - модуль упругости первого рода.

После подстановки соответствующих величин в формулу (1) получаем следующие значения контактного давления:

- для минимального гарантированного натяга q = 20,8 МПа;
- для умеренного гарантированного натяга q = 32,0 МПа.

Осевую силу A, необходимую для затяжки конического соединения, находим из выражения

$$A = q \cdot \mu \cdot \pi \cdot d_{CP} \cdot L_K / k \qquad (2)$$

где μ - коэффициент трения (μ = 0,12); $к$ – коэффициент запаса зацепления ($к$ = 1,5).

После подстановки соответствующих величин в формулу (2) получаем следующие значения осевой силы затяжки:

- при минимальном гарантированном натяге A = 174 кН;
- при умеренном гарантированном натяге A = 266 кН.

Крутящий момент, необходимый для создания осевой силы затяжки конического соединения $M_{ЗК}$, определяем согласно зависимости:

$$M_{ЗК} = A \cdot \mu \cdot D_P \qquad (3)$$

Приняв для резьбового соединения величину коэффициента трения такой же, как в коническом соединении (μ = 0,12) и подставив соответствующие величины в формулу (3), имеем следующие значения крутящих моментов для затяжки конического соединения:

- для минимального гарантированного натяга $M_{ЗК}$ = 1670 Нм;
- для умеренного гарантированного натяга $M_{ЗК}$ = 2554 Нм.

Крутящий момент затяжки резьбового соединения находим из выражения

$$M_{ЗР} = \sigma_T \cdot F_{OC} \cdot \mu \cdot D_P / u_{PC} \qquad (4)$$

где F_{OC} – площадь опасного сечения в резьбовом соединении (в данном соединении опасное сечение находится в упорном стыке, площадь которого равна 6,9 · 10^{-4} м^2);
u_{PC} = 1,5 – запас прочности резьбового соединения при его затяжке.

При известных значениях прочих величин, входящих в формулу (4), после подстановки их в эту формулу, имеем:

$M_{ЗР}$ = 3200 Нм.

Из практики применения резьбовых соединений известно, что крутящий момент, необходимый для раскрепления резьбы, на 10-15% меньше крутящего момента, затрачиваемого на его затяжку. Следовательно, он составит 2720-2880 Нм и обеспечит раскрепление и быструю разборку соединения.

Для оценки запаса (u_{KC}) прочности по контактным напряжениям конического соединения найдем величину натяга δ_T, при котором они будут равны пределу текучести материала сопрягаемых деталей из следующего выражения

$$\delta_T = \frac{0.5 \cdot \sigma_T \cdot d_{CP} \cdot (C_1 + C_2)}{E \cdot \left[1 - \left(\frac{d_{CP}}{D_H}\right)^2\right]} \qquad (5)$$

где σ_T – предел текучести материала сопрягаемых деталей конического соединения (для группы прочности М согласно ГОСТ 633 σ_T = 724 МПа).

Подставив соответствующие величины в формулу (5), получаем δ_T = 0,385 мм.

Следовательно, запасы прочности по контактным напряжениям конического соединения будут иметь следующие значения:

- при минимальном гарантированном натяге u_{KC} = 0,385 / 0,051 = 7,5;
- при умеренном гарантированном натяге u_{KC} = 0,385 / 0,078 = 4,9, что достаточно, чтобы предотвратить пластические деформации, и, как следствие, холодную сварку и заедание сопрягаемых конических поверхностей.

Для более надежного предохранения этих поверхностей от заедания предлагается подвергать детали соединения карбонитрации. Эффективность такого упрочнения при высоких контактных нагрузках конических резьб проверена экспериментально и подтверждена многолетней практикой эксплуатации бурильных замков при геологоразведочном бурении [4].

Из рассмотренного примера следует, что при сборке предлагаемого соединения создаются высокие напряжения затяжки на контакте конических поверхностей ниппеля и муфты с запасом прочности не менее 4,9. Эти напряжения обеспечивают прочность и герметичность соединения в процессе эксплуатации, а при разборке – раскрепление затянутого конического соединения и быстрое разъединение ниппеля и муфты без применения специальных технических средств и дополнительных затрат времени. Одновременно обеспечивается сохранность контактирующих поверхностей соединения от повреждений благодаря тому, что при его сборке и разборке труба не вращается.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быстроразъемное герметичное соединение, преимущественно для нефтяных труб: Европейский патент EP 0 626 535 BI или патент США 5494321 от 27.02.96 г.
2. Л.А. Лачинян. Быстроразъемное герметичное соединение трубчатых деталей и способ его сборки - разборки: Патент на изобретение № 2446266, 2010.
3. И.А. Биргер и др. Расчет на прочность деталей машин: Справочник – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1993. - с. 98.
4. Л.А. Лачинян Работа бурильной колонны. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1992. – 214 с.: ил.

УДК 622.24.674.054

Долото с равномерным износом лопасти

Д.Н. Башкатов – доктор техн. наук, профессор
(РГГРУ)

Долота лопастного (ЛД) типа применяются для бурения в мягких и средних по твердости породах. В твердых породах наблюдается интенсивный износ вооружения, поэтому долота этого типа используются в породах до VI (VII) категории по буримости. В последние годы для армирования рабочих органов успешно используются алмазосотвердосплавные резцы АТП, PDC и другие, применяющиеся в породах до VIII категории.

Повышение износостойкости ЛД имеет важное значение, так как это позволит расширить рациональную область применения ЛД и повысит технико-экономические показатели их применения. Многолетние наблюдения установили, что наибольшему износу подвержены периферийные участки лопасти, что является причиной снятия долота с рейса, когда вооружение в центральной зоне остается еще вполне работоспособным. Чтобы обеспечить равномерный износ лопасти по длине и увеличить ресурс долота, в ряде конструкций применяются лопасти закруглённой или скошенной формы.

Теоретические решения данной задачи в свое время были рассмотрены Б.А. Катановым, Д.Н. Башкатовым, Ю.Е. Будюковым и др.

Из требований техники известно, что мера износа определяется работой сил трения A:

$$A = K_A \cdot \int_0^t P_Z \cdot f \cdot \vartheta_0 \cdot dt, \qquad (1)$$

где P_Z – вертикальная нагрузка на элемент лопасти;
f – коэффициент трения (сопротивления);
ϑ_0 – окружная скорость;
t – время;
K_A – коэффициент, учитывающий режим разрушения, абразивные свойства пары "резец-порода" и др.

Равномерный износ лопасти имеет место, если в различных её точках износ будет одинаковым:

$$A = A_2 ..... A_i, \qquad (2)$$

Рассмотрим механизм износа на скруглённой части лопасти для точек 1 и i при условии, что $f_1 = f_i$; $K_{A1} = K_{Ai}$; $\omega = const$; $t_1 = t_i$ (рис. 1):

$$r_0 \cdot P_0 = R_i \cdot P_0 \cdot B = const, \qquad (3)$$

где B – параметр распределения P по длине лопасти.

Из теории упругости известно, что распределение P по диаметру Пуансона описывается уравнением второй степени. В.С. Владиславлев считает, что параметр B представляет из себя гиперболу; И.И. Артоболевский рекомендует использовать параметр B в виде $cos\ \alpha$. Примем $B = cos\ \alpha_i$ (рис. 1); в этом случае:

$$r_0 = R_i \cdot (R_g - h_i) / R_g, \qquad (4).$$

Решение (4):

$$h_i \approx R_g (1 - \frac{r_0}{R_i}), \qquad (5).$$

Использование модели гиперболы (В.С. Владиславлев, $B = \frac{r_0}{R_i}$) преобразует (3) в тождество и не позволяет рассчитать h_i. Из геометрических соотношений между R_g, R_i, r_0 и h_i' следует:

$$h_i' \approx R_g - \sqrt{R_g^2 - (R_i - r_0')^2} \qquad (6).$$

Профили, рассчитанные по формулам (5) и (6), приведены на рис. 2.

Из рис. 2 следует, что рассчитанный по формуле (5) профиль плохо согласуется с практическими результатами, в то время как формула (6) показывает хорошую сходимость с отработкой лопастных долот. Следует заметить, что формула (6) описывает установившейся профиль лопасти равного износа в результате $t \Rightarrow \infty$. В начальный этап отработки интенсивному износу подвергаются участки профиля, наиболее сильно отличающегося от профиля (6).

Анализ постановки задачи о износе лопасти долота позволяет сделать предположение о том, что правомерно рассматривать альтернативную задачу об износе породы. На это еще в 70-е годы указывал К.А. Боголюбский. В этом случае могут рассматриваться решения типа (5) и другие. Подтверждением этого положения служит использование в практике долот с вогнутой геометрией лопастей.

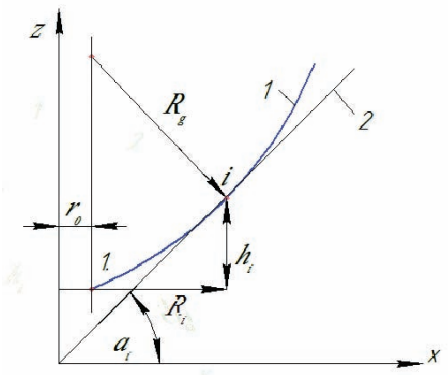


Рис. 1. Расчётная схема.
1 – профиль лопасти; *2* – касательная в т. *i*; R_g – радиус долота; r_0 – радиус рассечки; *z* – ось долота; h_i – аппликата износа.

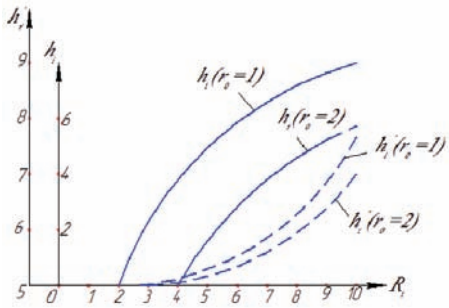


Рис. 2. Зависимость h_i и h_i' в зависимости от R_i и r_0.

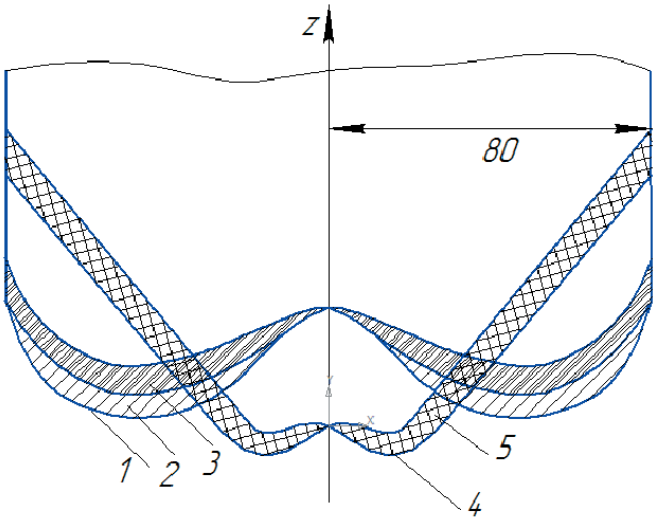


Рис. 3. Характер износа лопасти долота при шнековом бурении
1 - профиль А.А. Динера;
2 - износ профиля после бурения 10 м углубки;
3 - тоже после 20 м углубки;
4 - профиль лопасти В.Э. Ледера;
5 - тоже износ после 10 м углубки долота на 15-20 м и более.

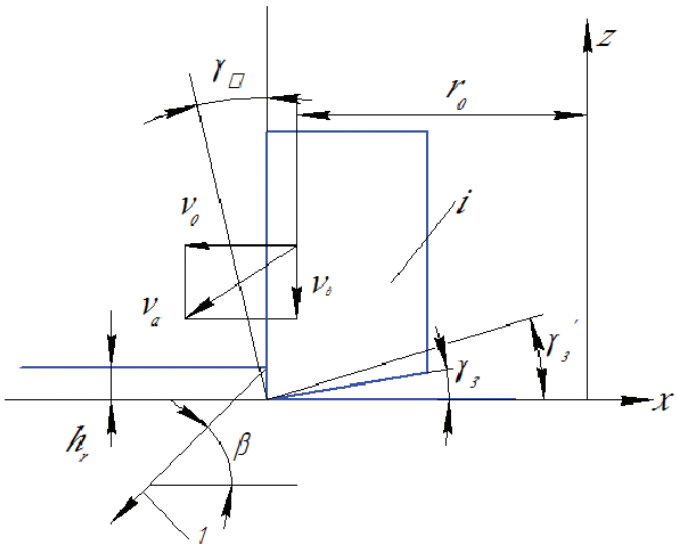


Рис. 4. Схема работы резца *i*.
$\overline{v_0}, \overline{v_\delta}$ и $\overline{v_\alpha}$ - соответственно окружная, вертикальная и абсолютная скорости резца;
1 – тренд движения резца - $\overline{v_\alpha}$.

Большой опыт эксплуатации лопастных долот накоплен при бурении взрывных скважин на угольных разрезах Урала в породах с коэффициентом крепости по М.М. Протодъяконову f = 5-9. Было установлено, что конечный профиль износа долота формируется на участке углубки до 15-20 м и более. Абразивные свойства пород определяют интенсивность износа лопасти, но мало влияют на её форму.

Формирующаяся форма износа лопасти существенно зависит от её первоначальной формы. Абразивные свойства пород определяют интенсивность износа, но незначительно влияют на её форму (рис. 3).

Давно замечено, что лопастные долота обычно снимаются в твердых породах с рейса из-за посадки его центральной части на забой. Это вызвано тем, что резцы, расположенные близко к оси вращения имеют низкие окружные скорости и внедряются в породу в режиме статического вдавливания. Многие конструкции лопастных долот снабжены центральными рассечками, в которых порода резцами не разрушается, а входит в них в виде столбика керна, который периодически скалывается под действием вибрации бурового инструмента. Такие конструкции позволяют снизить энергоемкость разрушения и увеличить скорость бурения, в первую очередь в породах повышенной хрупкости.

Резец срезает с забоя стружку породы толщиной (рис. 4). Резец, расположенный на радиусе R ($R > r$) срезает стружку породы толщиной $h_R = h_r \frac{i_r}{i_R}$, $h_r > h_R$, где i_r и i_R - число резцов, расположенных соответственно на радиусах r и R ($i_r > i_R$). Резец движется по тренду 1 под углом β к горизонтали. Если $\beta \geq \gamma_3$, то резец "садится" на забой своей опорной поверхностью, в результате затрудняется удаление шлама по зазору с задним углом γ_3, снижается контактное давление резца на породу, а углубка резко падает или приостанавливается. $\beta = arctg \frac{\upsilon_\delta}{\omega_R}$. Увеличить значения угла γ_3 можно, если использовать установку резца под отрицательным передним углом γ_n (рис. 4) и увеличить используемые значения угла γ_3.

Выводы

1. Износ лопасти по длине характеризуется преимущественным износом периферийной части, - в результате долото часто снимается с рейса, когда её центральная часть остается еще в работоспособном состоянии.
2. Выполнение профиля лопасти по линии равного износа увеличивает ресурс долота. Расчет профиля рекомендуется выполнять по формуле (6).
3. Резцы, располагающиеся в центральной зоне лопасти, имеют низкие окружные скорости и внедряются в породу в мало эффективном режиме статического вдавливания. Поэтому в твердых породах центральная часть долота "садится" на забой, что резко снижает контактную осевую нагрузку резца на породу и ухудшают условия удаления шлама с забоя. В результате долота лопастного типа крайне неэффективны при бурении.
4. Эффективными методами расширения области применения долот лопастного типа в породах выше средней твердости является использование центральных рассечек и установку резцов в центральной зоне под передним отрицательным углом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Д. Н. Башкатов. Оптимизация процесса бурения. - Н. Новгород: ОАО Русбурмаш, 2007.

УДК 622.24.063.2

Временная зависимость прочности неорганических диэлектриков, механоэлектрические преобразования и эффект П.А. Ребиндера

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Томский политехнический университет - ИПР)

Разупрочняющее действие жидкостей на диэлектрические минералы известно давно, но только с объяснением этого явления, данного П.А. Ребиндером [1], связавшего изменение прочности тел при растяжении со снижением их удельной свободной поверхностной энергии γ_0 в результате избирательной физической адсорбции молекул жидкости, в присутствии которой происходит разрушение, или молекул веществ, вводимых в нее («понизители прочности, твердости»), начались попытки практического использования данного эффекта.

О величине эффекта судят по снижению прочности σ диэлектрика от максимального значения σ_{max}, полученного в отсутствии жидкости (разрушение в вакууме, сухом воздухе), до значения прочности $\sigma_ж$ в присутствии жидкости. Разность $\Delta\sigma = \sigma_{max} - \sigma_ж$ определяет ресурс прочности, величину эффекта П.А. Ребиндера. Максимальное снижение прочности на величину $\Delta\sigma_{max}$ от значения σ_{max} наблюдается тогда, когда диэлектрик разрушается в присутствии раствора, возникшего после добавления в жидкость «понизителя прочности»: $\sigma_{max} = \sigma_{max} - \sigma_р$, где $р$ – прочность диэлектрика в присутствии раствора.

Самой большой загадкой эффекта П.А. Ребиндера, проявляющейся при разрушении горных пород, считаем его исчезновение при переходе от исследования в лабораторных условиях к исследованию его проявлений при бурении скважин: введение в воду «понизителей твердости» обеспечивает существенное снижение твердости H породы в лабораторных условиях, но введение этих же добавок в буровой раствор на водной основе не содействует приросту механической скорости бурения при неизменяемых параметрах режима бурения.

Величину эффекта П.А. Ребиндера в лабораторных исследованиях изменения твердости горных пород определяет разность $\Delta H_л = H_{max} - H_р$, где H_{max}, $H_р$ – твердость образца горной породы после удаления из него влаги и последующего вдавливания в образец породы индентора в атмосфере сухого воздуха, в присутствии раствора, соответственно. Публикуемые в научной литературе данные о существенном снижении твердости горных пород при проведении исследований в присутствии жидкости с добавкой «понизителя твердости» относятся к результатам, полученным в лаборатории, когда твердость горной породы искусственно повышается до максимального значения H_{max}. В этом случае и разность $\Delta H_л$ достигает максимальной величины. Но имеет ли она отношение к горной породе, находящейся на забое скважины?

Для повышения эффективности разрушения горных пород бурением добавляемый в буровой раствор «понизитель твердости» должен существенно уменьшить не искусственно увеличенную твердость горной породы до значения H_{max}, а твердость горной породы H^m_{max}, находящуюся в естественном залегании, при естественной влажности, до значения $H_р$. Разность $\Delta H_з = H^m_{max} H_р$ определит величину эффекта П.А. Ребиндера на забое скважины при бурении и даст ответ на вопрос о возможности обеспечения прироста механической скорости бурения. Обратим внимание на то, что увеличение $\Delta H_з$ можно обеспечить исключительно за счет снижения $H_р$, тогда как рост $\Delta H_л$ в лабораторных условиях обеспечивался как искусственным увеличением твердости до значения H_{max}, так и снижением ее до $H_р$.

Как с практической, так и с научной точек зрения, необходимо расширить представления о процессах, приводящих к изменению прочности неорганических диэлектриков в различных внешних условиях, и возможных путях их подавления, ускорения.

Параллельно с исследованием особенностей эффекта П.А. Ребиндера на протяжении нескольких десятилетий в нашей стране и за рубежом активно проводилось изучение эффектов, связанных с появлением на сторонах растущих в диэлектрических минералах трещин нормального отрыва свободных электрических зарядов плотностью q: появление зарядов создает в полости растущих трещин сильные электрические поля напряженностью до 10^8 В/м, эмиссию электронов высоких энергий (до 10^5 эВ и выше), электромагнитную эмиссию, механохимические превращения, в которых катализатором химических реакций выступает электрический заряд, появляющийся на свежеобразованной поверхности диэлектрика. В механически нагружаемых диэлектрических минералах, в горной породе под пятном контакта при вдавливании индентора происходит механоэлектрическое преобразование энергии [2]. Это необходимо учитывать при построении модели эффекта П.А. Ребиндера.

Согласно [3], электризация свежих поверхностей при разрушении диэлектриков приводит к появлению неравновесной составляющей $\gamma_п$ эффективной энергии разрушения $\gamma_{эфф}$, имеющей электростатическую природу, и росту энергии разрушения до величины $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_п$. Потери

энергии $\gamma_п$ зависят от величины q, времени t действия механической нагрузки, времени релаксации электрических зарядов T в диэлектрике (ток j_1) и времени релаксации зарядов в жидкости, в присутствии которой происходит разрушение (ток j_2) [3, 4].

Такой взгляд на природу прочности диэлектриков, природу эффекта П.А. Ребиндера позволяет считать, что величина эффекта и управление им при разрушении диэлектрических минералов определяется величиной плотности зарядов q и возможностью искусственного изменения релаксационных токов j_1, j_2, определяющих темп снижения q, электростатической компоненты $\gamma_п$ эффективной энергии разрушения, прочности диэлектрика до равновесного значения $\sigma_п$, определяющего величину порога статической усталости диэлектрика.

Релаксация электрического заряда начинается в момент его появления на свежей поверхности и приводит к возникновению временной зависимости прочности диэлектрика $\sigma = \sigma(q, t, T, \tau)$. При испытании в отсутствии жидкости, т.е. в вакууме, с увеличением времени t действия нагрузки прочность диэлектрика будет снижаться к равновесному значению $\sigma_п$ в соответствии с величиной T диэлектрика: чем больше T, тем длительней процесс снижения прочности.

Для каждого конкретного образца диэлектрика временная зависимость прочности будет иметь свои особенности, т.к. T диэлектрика имеет примесную природу: зависит от предистории образца диэлектрика, от содержания в нем электролитических загрязнений и, главное, влаги. Время релаксации T можно увеличить удалением из диэлектрика влаги, T после этого возрастает на несколько порядков и в состоянии наивысшей химической чистоты диэлектрика достигает максимального значения $T_{max} = 10^5$-10^6 с. Изменение T на несколько порядков обеспечивает различную скорость снижения прочности во времени при испытании образцов диэлектриков в вакууме.

С искусственным увеличением T диэлектрика электрический заряд q на свежей поверхности сохраняет относительное постоянство своей максимальной величины более длительный промежуток времени из-за снижения тока j_1, определяя не только относительное постоянство максимальной величины неравновесной компоненты эффективной энергии разрушения, прочности σ_{max} диэлектрика (при данной величине первичного дефекта), его чувствительность к действию жидкости, в присутствии которой происходит разрушение (чем больше величина q на свежеобразованной поверхности диэлектрика, тем больше его чувствительность к разупрочняющему действию жидкости), но и интенсивность электрокогезионных явлений (рост энергии эмитируемых электронов при сколе диэлектрика в вакууме, плотности потока электронов, интенсивности электромагнитной эмиссии).

С уменьшением T уменьшается временной интервал, в котором сохраняется относительное постоянство плотности заряда, прочности диэлектрика. При $t < T$ прочность диэлектрика будет сохранять свое относительное постоянство. Но при $t > T$ темп снижения прочности диэлектрика к своему равновесному минимальному значению $\sigma_п$ возрастает. Величина $\Delta\sigma_{max} = \sigma_{max} - \sigma_п$ определяет диапазон изменения прочности диэлектрика при данной величине первичного дефекта - трещины.

Об изменении плотности зарядов на свежеобразованной поверхности при обезвоживании диэлектриков свидетельствуют, в частности, исследования их эмиссионной способности: в [5, 6] показано, что поток электронов при сколе увлажненного образца LiF снижается вдвое, а эмиссия электронов со свежей поверхности кристаллов NaCl, KCl появляется только после их предварительного высушивания. Появление эмиссии электронов высокой энергии со свежей поверхности неорганического стекла стало возможно также только после термовакуумной тренировки образцов [7]. Существенное возрастание потока электронов с энергией до 10^5 эВ происходит после предварительного высушивания образцов кварца при 300 °С в вакууме 10^{-5} тор в течение трех часов по сравнению с величиной скорости счета импульсов при сколе образцов, не прошедших подобной тренировки [6, 8].

Искусственное уменьшение релаксационного тока j_1 подсушиванием диэлектрика способствует росту q и верхней границы σ_{max} ресурса прочности $\Delta\sigma$. Время достижения нижней границы прочности, т.е. величины $\sigma_п$, определится заземляющим действием жидкости, в присутствии которой происходит разрушение, ее способностью изменять временную зависимость прочности.

Связывая разупрочняющее действие жидкости с величиной ее электропроводности, заметим, что это действие жидкости может изменяться не только при искусственном введении в нее ионогенных соединений, но и при естественном растворении разрушаемого диэлектрика в жидкости (если, конечно, в жидкости при растворении диэлектрика появляются носители тока). Изменение электропроводности жидкости, в присутствии которой разрушается диэлектрик, вносит особенности во временную зависимость прочности: ускоряет снижение прочности.

Так как электропроводность неполярных жидкостей, как и проводимость диэлектрических минералов, также примесная, то разрушение обезвоженных диэлектрических минералов в присутствии обезвоженных неполярных жидкостей, у которых величина времени релаксации достигает предельных значений $\tau_{max} = 10^6$-10^7 с, не приведет к изменению хода временной зависимости прочности (ускорению снижения прочности диэлектрика), фиксируемой при разрушении в вакууме, сухом воздухе. Это следует квалифицировать как отсутствие изменений во временной зависимости прочности (снижение прочности происходит в соответствии с величиной времени релаксации зарядов в диэлектрике T_{max} и в неполярной жидкости τ_{max}), как отсутствие эффекта П.А. Ребиндера: $\Delta\sigma = 0$. В этих условиях проведения опытов будет наблюдаться «залечивание» трещин нормального отрыва (смыкание сторон трещины) после снятия с тела растягивающей нагрузки. «Залечивание» трещины будет сопровождаться вытеснением жидкости из полости трещины. Смыкание сторон трещины будет более свойственно диэлектрикам, прошедшим тренировку перед испытанием, и менее свойственно тем диэлектрикам, которые не прошли такой подготовки. В последнем случае тот или иной эффект «залечивания» будет определяться степенью загрязненности диэлектрика электролитическими примесями.

О способности диэлектрика к смыканию сторон трещины после снятия нагрузки свидетельствует величина электрического заряда q на свежей поверхности диэлектриков, энергия эмитируемых электронов энергии, интенсивность электромагнитной эмиссии: чем больше перечисленные величины, тем более склонен диэлектрик к «залечиванию» трещин. Исходя из известных данных о численных значениях этих величин, характеризующих свежую поверхность разрушаемых кристаллов, можно заключить, что наиболее заметно смыкание трещин будет происходить у кристаллов кварца, LiF, слюды, в меньшей степени – у кристаллов NaCl, KCl. Ускорение снижения прочности в присутствии неполярной жидкости будет происходить, когда электропроводность неполярной жидкости начнет возрастать

при попадании в нее молекул воды, содержащихся во влажном воздухе, например. Но эффект П.А. Ребиндера может и уменьшиться, если и диэлектрик абсорбирует воду из воздуха.

Жидкость, в присутствии которой происходит разрушение диэлектрика, тогда будет снижать его прочность, когда будет способна обеспечить в полости трещины меньшее время релаксации электрических зарядов, чем диэлектрическая компонента разрушаемого тела, т.е. когда будет справедливо неравенство $\tau < T$. Такое действие в состоянии обеспечить электропроводящая полярная жидкость. Заземляющее действие полярной жидкости можно увеличить, если искусственное введение в нее ионогенного соединения вызовет рост электропроводности возникающего раствора: ток j_2 обеспечит увеличение темпа снижения прочности диэлектрика, скорейшего достижения величины $\sigma_{\text{п}}$. Эффект «залечивания» трещин не будет наблюдаться при нагружении диэлектриков в присутствии электропроводящей жидкости.

Рассматривая разрушение диэлектрика в присутствии жидкости, мы имеем в виду, что при росте трещины со скоростью $V_{\text{т}}$ жидкость успевает проникнуть в полость трещины нормального отрыва, т.е. выполняется неравенство $V_{\text{ж}} > V_{\text{т}}$, где $V_{\text{ж}}$ - скорость проникновения жидкости в полость трещины. Время релаксации электрических зарядов, создаваемое жидкостью в полости трещины $\tau_{\text{пол}}$ при выполнении условия $V_{\text{ж}} > V_{\text{т}}$, будет отличаться от того, которое характеризует раствор, в присутствии которого происходит разрушение, т.е. τ. Это связано с тем, что при проникновении в вершину полости трещины свойства жидкости изменяются из-за действия на нее сближающихся сторон трещины: полярная жидкость приобретает свойства неполярной [9].

Временная зависимость прочности диэлектрика при разрушении в присутствии диэлектрической жидкости не будет иметь отличительных особенностей при реализации условий $V_{\text{ж}} > V_{\text{т}}$, $V_{\text{ж}} < V_{\text{т}}$, т.к. в любом из этих случаев реализуется неравновесное разрушение. Особенность в развитии временной зависимости прочности возникнет при испытании диэлектрика в присутствии электропроводящей жидкости: при $V_{\text{ж}} > V_{\text{т}}$ прочность диэлектрика будет снижаться в соответствии в величиной времени релаксации $\tau_{\text{пол}}$, а при реализации условия $V_{\text{ж}} < V_{\text{т}}$ – снижаться в соответствии с величиной T диэлектрика.

На временной зависимости прочности $t - \sigma$ отставание скорости поступления жидкости в полость трещины от скорости роста трещины вызовет возрастание времени релаксации электрического заряда от $\tau_{\text{пол}}$ до T, что обеспечит прирост прочности на величину $\Delta\sigma$. Наличие такого переходного участка свидетельствует о переходе разрушения от равновесной стадии к неравновесной, на которой увеличению прочности способствуют электрические силы взаимодействия противоположных сторон растущей трещины. Такой участок будет наблюдаться только при разрушении диэлектрика в присутствии электропроводящей жидкости, а в диэлектрической неполярной, как и при разрушении в вакууме, будет отсутствовать.

Уменьшение времени t действия механической нагрузки на диэлектрик приведет при выполнении неравенства $t < \tau_{\text{пол}}$ к уменьшению влияния электропроводящей жидкости на изменение прочности (произойдет «выключение» действия жидкости на прочность). Итогом «выключения» влияния жидкости является возрастание прочности диэлектрика при развитии неравновесного разрушения. Неравновесность разрушения диэлектриков в чистых неполярных средах, вакууме заведомо исключает возможность фиксирования момента «выключения» действия этих сред на прочность диэлектриков.

Наибольшая величина ресурса прочности $\Delta\sigma_{\max}$, т.е. наибольший эффект П.А. Ребиндера, будет наблюдаться в том случае, когда, во-первых, разрушаемый (в вакууме, сухом воздухе) диэлектрик предварительно подвергался термовакуумной тренировке, увеличивающей величину $\sigma_{\max}$ и чувствительность диэлектрика к действию жидкости, и, во-вторых, последующее испытание диэлектрика происходит в присутствии жидкости, электропроводность которой можно увеличить введением в нее ионогенного соединения для обеспечения в полости трещины минимального значения времени релаксации электрических зарядов. Такое искусственное увеличение $\Delta\sigma_{\max}$, т.е. величины эффекта П.А. Ребиндера, ввело многих исследователей в заблуждение, породив надежды на получение значительного эффекта П.А. Ребиндера в практической деятельности.

Наибольшее разупрочняющее действие на диэлектрики будет оказывать вода, способная ввиду своей большой растворяюшей способности, величины поверхностного натяжения, вязкости и малой величины молекулы обеспечить меньшее время релаксации электрических зарядов в полости растущих трещин как за счет искусственного внесения в нее водорастворимых ионогенных соединений, способных обеспечить появление в растворе ионов (электролиты, ионогенные ПАВ, например), так и за счет растворения разрушаемого тела.

Диапазон изменения электропроводности водных растворов, возникающих при искусственном введении в них ионогенных соединений, определяется величиной исходной концентрации ионов в растворе: с ростом начальной концентрации носителей тока в растворе диапазон изменения электропроводности водного раствора при введении в раствор понизителя твердости снижается. Наибольший рост электропроводности (на несколько порядков) происходит при введении небольшого количества (доли процента) ионогенного соединения в дистиллированную воду. Это и вызывает существенное снижение прочности диэлектриков, снижение коэффициента пластичности, твердости горной породы при вдавливании индентора при лабораторных исследованиях эффекта.

Следует, конечно, учитывать, что введение в воду ионогенных соединений изменяет не только электропроводность раствора, но и коэффициенты динамической вязкости, поверхностного натяжения. Эти изменения влияют на величину скорости проникновения раствора $V_{\text{ж}}$ в полость растущей трещины и на время релаксации электрических зарядов, создаваемое жидкостью в полости.

Меньшая величина эффекта П.А. Ребиндера будет наблюдаться в том случае, когда диэлектрик не проходит перед разрушением стадию предварительной тренировки. В этом случае ток j_1, обеспечиваемый электролитическими загрязнениями, находящимися в диэлектрике, ускорит снижение плотности электрического заряда на свежей поверхности, что обеспечит снижение верхней границы ресурса прочности $\sigma_{\max}$, т.е. уменьшение $\Delta\sigma$. Ток j_1 уменьшает чувствительность диэлектрика к разупрочняющему действию электропроводящей жидкости, в присутствии которой происходит разрушение. В практической деятельности необходимо разрушать горные породы, диэлектрики, минуя стадию предварительной тренировки. Это означает, что надеяться на большую помощь от жидкости в разупрочнении твердых тел (разупрочнение массивов горных пород, например, пропитыванием их водными растворами ПАВ), ссылаясь при этом на результаты лабораторные исследований – nonsense.

Эффект П.А. Ребиндера будет отсутствовать, когда введение ионогенных соединений (понизителей прочности)

в жидкость, в присутствии которой происходит разрушение, не увеличивает электропроводность возникающего раствора. Последнее произойдет тогда, когда жидкостью, в присутствии которой разрушается диэлектрик, является раствор с большой исходной концентрацией носителей тока.

Предложенная модель эффекта П.А. Ребиндера позволяет дать ответ на многие вопросы, не получившие до настоящего времени в научной литературе должного объяснения. К ним относится и вопрос изменения усталостной прочности неорганических стекол различного химического состава в присутствии воды. Связывая разупрочняющую способность воды с электропроводностью возникающих при контакте стекла с водой растворов, можно сделать следующие выводы:

1. Статическая усталость кварцевого стекла при испытании на воздухе будет менее выражена, чем усталость щелочного стекла.

Такое заключение основано на изменении величины поверхностной электропроводности водных пленок на очищенной от электролитических загрязнений поверхности кварцевого и щелочного стекол: электропроводности полимолекулярного водного слоя на поверхности кварцевого стекла значительно меньше [10].

2. При увеличении времени t действия механического усилия прочности стекол различного химического состава при разрушении в присутствии воды будут сближаться.

Этот вывод основан на изменении поверхностной проводимости стекол различного химического состава в сухом и во влажном воздухе: если в первом случае диапазон изменения поверхностной проводимости большой, то во влажном воздухе происходит не только значительное возрастание поверхностной проводимости, но и существенное снижение диапазона изменения поверхностной проводимости стекол, т.е. проводимость полимолекулярного водного слоя от химического состава стекла приобретает лишь косвенный характер [11].

3. С увеличением времени нахождения стекла одного химического состава под нагрузкой в воде и других жидкостях различие между прочностью стекла в воде и в других жидкостях будет возрастать и тем значительнее, чем менее стабильно стекло (имеется в виду химическая стабильность стекла: способность его отдавать ионы жидкости).

Этот вывод очевиден, когда электропроводность жидкости рассматривается в качестве основного показателя, определяющего изменение прочности.

Первый вывод подтверждает исследование [12], в котором показано, что «влияние статической усталости в плавленых кварцевых стеклах имеет место, но в значительно меньшей степени, чем в стеклах с более высоким содержанием щелочного металла».

Второй вывод подтверждает работа [13], в которой обнаружено, что прочность стекол различного химического состава существенно отличается между собой при небольших временах разрушения, но с увеличением времени действия нагрузки прочности сближаются.

Третий вывод подтверждается в [14]: если дефекты, образованные на стекле в воде, определили стеклу кратковременную прочность на 20-25 % меньшую, чем дефекты, образованные в керосине, то длительная прочность стекла в воде оказалась уже на 40 % ниже, чем в керосине.

На забое скважины при использовании долот любых типов (шарошечных, лопастных с резцами PDC, алмазных и пр.), разрушение горных пород всегда сопровождается возникновением трещин нормального отрыва. Они возникают при вдавливании в горную породу инденторов любой геометрии, при резании горной породы вооружением шарошечных, лопастных долот, даже при царапинии горной породы забоя скважины алмазным инструментом, имеющим в качестве породоразрушающих элементов вооружения кристаллы алмазов малой величины.

Надеяться на помощь эффекта П.А. Ребиндера в облегчении разрушения и увеличении механической скорости бурения нет никаких оснований, т.к. электропроводность буровых растворов, предназначенных для выполнения своей основной функции (очистки забоя от шлама и вынос его на поверхность), уже настолько велика после введения в них различных химических реагентов, что увеличить ее существенно введением в буровой раствор «понизителей твердости» невозможно. Именно поэтому на забое справедливо равенство $\Delta H_з = 0$, свидетельствующее о том, что эффект П.А. Ребиндера в этих условиях невозможен.

Возможно, что в некоторых исключительных случаях, когда естественная влажность горной породы незначительна, и вода, содержащаяся в ней, маломинерализована, когда для разбуриваемой горной породы не требуется создавать буровой раствор многокомпонентным и когда допустимо в качестве бурового раствора использовать маломинерализованную воду, небольшой прирост механической скорости бурения за счет эффекта П.А. Ребиндера будет иметь место после введения в раствор «понизителей твердости», но ожидать большого прироста механической скорости нет никаких оснований и в этом случае.

Выводы

Природа эффекта П.А. Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков связана с механоэлектрическими преобразованиями: появлением свободных электрических зарядов на сторонах растущих в диэлектриках трещин при их механическом нагружении и релаксацией этих зарядов через разрушаемый диэлектрик и через жидкость, в присутствии которой происходит разрушение. Жидкость вызовет снижение прочности диэлектрика только тогда, когда будет способна ускорить ход релаксационного процесса, проникая в полость растущей трещины. Эффект П.А. Ребиндера - изменение временной зависимости прочности неорганических диэлектриков с помощью жидкости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ребиндер П.А., Щукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформирования и разрушения // Успехи физических наук. – 1972. – Т. 108. – № 1. – с. 3–42.

2. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах. - Томск: ТГУ, 1980. – 211 с.

3. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. – 1985. – № 2. – с. 29-35.

4. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород.

5. // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 11. - с. 36–38.
6. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Electronen hoher Energie bei der Zerstorungverschiedener fester Korper // Kristall und Technik. – 1978. – B.13, N 9. – S. 1077- 1081.
7. Хрусталев Ю.А. Исследование эмиссии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Дис. ... канд. хим.наук. – М., 1978. – 176 с.
8. Кузнецов В.А., Евсеев В.Д. Особенности температурной зависимости прочности и интенсивности электронной эмиссии при разрушении неорганического стекла. – Томск, 1979. – 20 с. – Деп. в ВИНИТИ 25.10.79, № 3361.
9. Эмиссия быстрых электронов при разрушении ионных кристаллов / Кротова Н.А., Линке Э., Хрусталев Ю.А. и др. // Докл. АН СССР. – 1973. – Т.208, № 1. – с. 138-141.
10. Мецик М.С., Перевертаев В.Д., Любавин А.К. Диэлектрическая постоянная водных пленок // Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. – М.: Наука, 1972. – с. 200–201.
11. Кузнецов А.Я. К вопросу о поверхностной электропроводности стекол во влажной атмосфере// Журн. физ. хим. – 1953. – Т. 27, вып. 5. – с. 657-661.
12. Гуткин Н.Г., Евстропьев К.С., Кузнецов А.Я. Поверхностная электропроводность стекол во влажной атмосфере // Журн. техн. физики. – 1952. – Т. 22, N 8. – с. 1318-1324.
13. Vonnegut B., Glathart J.L. The effect of temperature on the strength and fatique of glass rods // J.Apll.Phys. – 1946. – Vol.17, N 12. – P. 1082-1085.
14. Асланова М.С. Современные воззрения на прочность стеклянных волокон. – М.: ВИНИТИ, 1965. – 32 с.
15. Китайгородский И.И., Копытов Л.Н. Влияние среды на возникновение и развитие поверхностных микрощелей деформируемого стекла // Докл. АН СССР. – 1963. – Т.149, N 3. – с. 580-582.

УДК 622.248.051.64

Новый способ бурения с гидротранспортом керна

Ю.Е. Будюков - доктор техн. наук; В.И. Спирин - доктор техн. наук
(ОАО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие»)
О.А. Наумов - инженер
(ОАО «Бурятзолоторазведка»)

Известно, что бурение одинарной колонной бурильных труб с непрерывным выносом керна обратным потоком промывочной жидкости пока не нашло широкого применения ни в отечественной, ни в зарубежной практике по многим причинам. В результате проведенных работ авторами найдено и апробировано в производственных условиях ОАО «Бурятзолоторазведка» новое технологическое решение этого вопроса, которое позволяет в определенных горно-геологических условиях существенно повысить эффективность бурения [1]. Указанное решение позволяет повысить производительность бурения путем снижения интенсивности шламонакопления и пробкообразования на забое скважины, а также подклинок керна в бурильных трубах за счет оптимизации:

- скорости восходящего потока промывочной жидкости;
- уровня концентрации твердой фазы в восходящем потоке промывки;
- механической скорости углубки скважины;
- высоты столбика керна;
- размера сечения промывочных каналов алмазной коронки и расширителя.

Для практической реализации новой технологии определяется, прежде всего, критическая скорость восходящего потока промывочной жидкости из следующего соотношения [1].

$$W_{kp} = \frac{F_3 \cdot V_M (\gamma_n - \gamma)}{F_T (\gamma_T - \gamma)\lambda} + ak\sqrt{\frac{\gamma_n - \gamma_T}{\gamma_T} \cdot d_n} \qquad (1)$$

где $W_{кр}$ - критическая скорость восходящего потока, м/с; $F_з$ - площадь забоя, м²; V_M - скорость углубки скважины, м/с; F_T - площадь поперечного сечения внутреннего канала бурильной трубы, м²; γ_n - удельный вес частиц породы, н/м³; γ - удельный вес промывочной жидкости, н/м³, закачиваемой в скважину; γ_T - удельный вес промывочной жидкости в бурильных трубах, н/м³; λ - коэффициент, учитывающий винтообразное движение частиц (λ = 1,25÷1,27); a - опытный коэффициент, определяемый по методике А.С. Денисова (a = 1,14), k - опытный коэффициент (размерный), зависящий от формы частиц и закона обтекания потоком, определяемый по методике Ф.А. Шамшева, d_n - диаметр частицы, м.

Скорость углубки поддерживается не более критической величины, определяемой по зависимости [1]

$$V_{M_{kp}} = \frac{Q}{F_3} \cdot \sqrt[7]{\left(\frac{Q_T}{8F_T \sqrt[3]{d_T} \sqrt[6]{\psi}} \right)^6} \qquad (2)$$

где $V_{Mкр}$ - критическая скорость углубки скважины, м/с; $F_з$ - площадь забоя скважины, м^2; Q - расход промывочной жидкости, м^3/с; Q_T - расход твердой фазы, м^3/с; F_T - площадь поперечного сечения внутреннего канала бурильной трубы, м^2; d_T - диаметр внутреннего канала бурильных труб; ψ - опытный коэффициент (размерный), определяемый по методике Р.Р. Чугаева [1].

Если скорость в бурильных трубах $W < W_{кр}$, то, как отмечено выше, они будут в значительной мере зашламовываться при бурении, а при скорости $W < W_{кр}$ получим неэкономичное решение, концентрация твердой фазы будет невелика, поэтому для транспортирования данного объема твердого шлама и керна придется затрачивать большое количество воды.

Потому принимаем такое условие, чтобы скорость W в трубопроводе (бурильных трубах) была равна минимальной на зашламовывающей скорости

$$W_{кр}, \text{ т.е. } W = W_{кр} \qquad (3)$$

При этом важно определение критической концентрации твердой фазы (шлама и керна) в промывочной жидкости. Концентрация твердой фазы – отношение объема твердой фазы (теоретически обращенной в монолит, лишенный пор) к объёму гидросмеси, внутри которой находится твердая фаза. Под критической понимают такую концентрацию твёрдого, при которой не наблюдается шламонакопление и пробкообразование при бурении на забое.

Исходя из условия (3) и используя положение из общей гидравлики о напорном гидротранспорте с учетом рис. 1, запишем выражение

$$\frac{Q_T}{K_o \cdot F_T} = 8\sqrt[3]{d_T} \cdot \sqrt[6]{K_o \psi} \qquad (4)$$

где K_o - критическая концентрация твердой фазы; Q_T - объемный расход твердой фазы; F_T - площадь поперечного сечения проходного отверстия бурильной трубы, м^2; d_T - диаметр внутреннего канала бурильной трубы, м; ψ - опытный коэффициент, определяемый по методике Р.Р. Чугуева [1].

Решая уравнение (4), находим:

$$K_o = \sqrt[7]{\left(\frac{Q_T}{8F_T \sqrt[3]{d_T} \sqrt[6]{\psi}} \right)^6} \qquad (5)$$

Используя выражение (5), находим допустимый объем твердой фазы (шлама, керна), поступающий в промывочную жидкость в единицу времени из зависимости

$$Q_T = K_O \cdot Q, \qquad (6)$$

где Q_T - максимально допустимый объем твердой фазы, м^3; Q - расход промывочной жидкости, м^3/с; K_O - критическая концентрация твердой фазы.

Этот же объем твердой фазы в единицу времени, образуемый при бурении скважины с гидротранспортом керна, может быть определен по формуле [2]

$$Q_T = F_3 \cdot V_M, \qquad (7)$$

где F_3 - площадь забоя скважины, м^2; V_M - скорость углубки скважины, м/с.

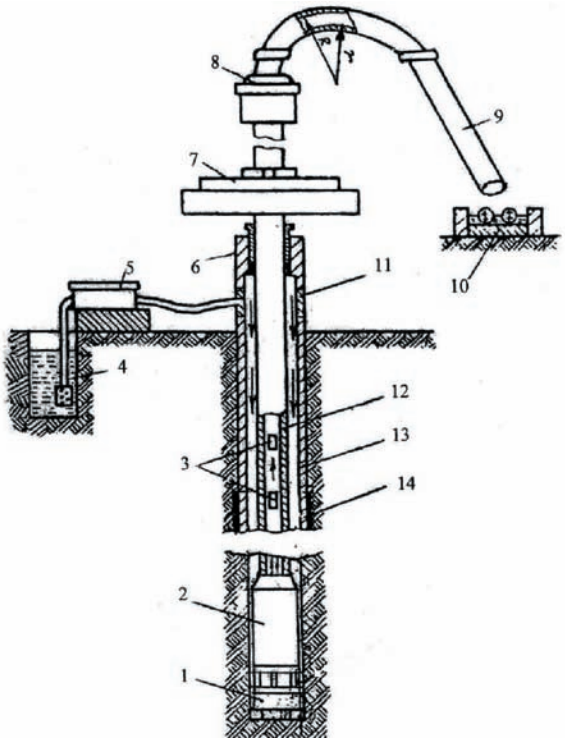


Рис. 1. Схема бурения с гидротранспортом керна:
1 – алмазная коронка; 2 – колонковая труба; 3 – керн;
4 – отстойник; 5 – насос; 6 – превентор;
7 – вращатель бурового станка; 8 – сальник; 9 – отводная труба;
10 – желоб; 11 – тройник; 12 – бурильная труба;
13 – обсадная труба; 14 – пакер; 15 – алмазный расширитель;
R, r – наружный и внутренний радиусы кривизны стенок проходного отверстия сальниковой трубки в продольном сечении соответственно.

Допустимую концентрацию твердой фазы в промывочной жидкости поддерживают регулированием её расхода, изменением осевой нагрузки на инструмент, изменением частоты вращения бурового снаряда или их одновременном регулировании в различных сочетаниях.

Допустимую концентрацию твердой фазы в промывочной жидкости наиболее просто поддерживают за счет увеличения её расхода при промывке скважины с расходом, определенным по зависимостям (5), (6), не менее

$$Q_{KP} = \frac{F_3 \cdot V_M}{K_o} \qquad (8)$$

где Q_{KP} - минимально допустимый расход промывочной жидкости, исходя из условия предупреждения шламонакопления и пробкообразования в колонковых и бурильных трубах при бурении, м^3/с.

Не всегда мощность насосного оборудования позволяет увеличить расход промывочной жидкости до значения Q_{KP}, особенно при больших диаметрах бурения, в этом случае другим путем, позволяющим уменьшить концентрацию твердой фазы в промывочной жидкости до допустимых значений, является снижение скорости углубки.

Максимально допустимая механическая скорость бурения с гидротранспортом керна с фиксированным расходом промывочной жидкости составлена с учетом (4), (5).

$$V_{M_{KP}} = \frac{K_o \cdot Q}{F_3} \qquad (9)$$

где $V_{Мкр}$ - критическая скорость углубки скважины, м/с; Q - расход промывочной жидкости, м³/с.

С учетом (9) запишем формулу (10) в виде

$$V_{M_{KP}} = \frac{Q}{F_3}\sqrt[7]{\left(\frac{Q_T}{8F_T\sqrt[3]{d_T}\sqrt[6]{\psi}}\right)^6} \qquad (10)$$

Установлено [3], что скорость углубки является в основном функцией осевой нагрузки на инструмент и частоты его вращения и имеет вид

$$V_M = AD_cP \cdot n, \qquad (11)$$

где $A = \frac{\pi}{60}\frac{L_k}{P'_{Ш}}$; V_M - объёмная скорость углубки скважины, м³/с; L_k - постоянный коэффициент; $P_{Ш}$ - твердость горной породы по штампу, МПа; D_c - диаметр коронки по её среднему радиусу, м; n - частота вращения снаряда,с$^{-1}$; P - осевая нагрузка на инструмент, Н.

Поэтому допустимую концентрацию твердой фазы в промывочной жидкости при значительном возрастании скорости углубки (например, при входе коронки в мягкие породы) можно поддерживать путем регулирования осевой нагрузки на инструмент и частоты его вращения, при которых критическая механическая скорость углубки бурения $V_{Мкр}$ не превысит допустимых значений.

Вследствие того, что при бурении керн разделяется на столбики, длина которых определяется по зависимости [1]

$$h = K_1\sqrt{d_k(R+r)} \qquad (12)$$

где h - длина столбика керна; K_1 - опытный коэффициент (K_1 = 0,7÷1,0); d_k - диаметр керна; R, r - наружный и внутренний радиусы отверстия трубы сальника, (м) соответственно, создаются условия для свободного прохождения керна в бурильных трубах и керноотвода сальника, и, благодаря этому, исключается образование пробок керна на забое скважины и возникновение подклинок керна в бурильных трубах.

Благодаря тому, что кернолом расположен в корпусе алмазного расширителя так, что расстояние от середины его длины до торца алмазной коронки определяется из соотношения

$$\ell = k_2 h, \qquad (13)$$

где ℓ - расстояние от середины длины кернолома до торца алмазной коронки, м; k_2- опытный коэффициент (k_2 = 0,80÷1,00); h - заданная длина столбика керна, м.

При этом износостойкость материала кернолома выше, чем износостойкость материала корпуса расширителя в процессе бурения, выбуренный керн, достигая кернолома, установленного на определенном расстоянии «ℓ» от торца коронки, скалывается на примерно одинаковые столбики с заранее заданной длиной не более h и выносится на поверхность восходящим потоком очистного агента, что способствует формированию равномерной скорости гидротранспорта шлама и керна и устранению подклинок керна в бурильных трубах.

Вследствие того, что суммарная площадь поперечных сечений промывочных каналов расширителя, суммарная площадь поперечных сечений наружных боковых каналов алмазной коронки, суммарная площадь продольного сечения её торцевых каналов и суммарная площадь поперечных сечений внутренних боковых каналов находятся в соотношении [1]

$$S_P : S_H : S_T : S_в = 1{,}00 : 1{,}10 : 1{,}15 : 1{,}20, \qquad (14)$$

где $S_P, S_H, S_в$ - суммарная площадь поперечных сечений промывочных каналов расширителя, наружных боковых каналов коронки и внутренних боковых каналов коронки, соответственно, м²; S_T - суммарная площадь продольного сечения торцевых промывочных каналов коронки, м².

Уменьшаются возникающие при обратной промывке (в отличие от прямой промывки) высокие гидравлические сопротивления за счет содержания в жидкости породного шлама во всех элементах бурового снаряда: расширителе, коронке, колонковой трубе и бурильных трубах.

Причем, соотношение суммарных площадей поперечных сечений промывочных каналов расширителя и суммарных площадей поперечных сечений наружного, внутреннего бокового каналов алмазной коронки и суммарной площади продольного сечения её торцевых каналов в пропорции $S_P : S_H : S_T : S_в = 1{,}00 : 1{,}10 : 1{,}15 : 1{,}20$ является оптимальным, т.к. при более высоких значениях соотношений сопротивления снижаются незначительно, и при более низких значениях соотношений гидравлические сопротивления возрастают.

При такой конструкции промывочной системы расширителя и коронки обеспечивается повышение эффекта нижней промывки за счет возможности струи жидкости расширяться (при прохождении её из наружного бокового канала в торцевой канал) в поперечном размере путем присоединения масс окружающей жидкости, что обуславливает хороший обмыв забоя, взвешивание и удаление выбуренной породы и, как следствие, повышение механической скорости бурения. При этом происходит формирование примерно одинаковых по величине скоростей (не превышающих определенного критического значения), нисходящего и восходящего потоков, что способствует возникновению ламинарного движения жидкости и существенному уменьшению разрушения стенок скважины и потери промывочной жидкости вследствие утечки ее в поглощающие горные породы на забое. Указанное способствует поддержанию ствола скважины в состоянии, пригодном для бесперебойного его углубления без зашламования и пробкообразования до проектной глубины (рис. 1).

На рис. 2 показан одинарный буровой снаряд (продольный разрез) для бурения с гидротранспортом керна, включающий: алмазную буровую коронку 1 с боковыми наружными промывочными каналами 2, торцевыми промывочными каналами 3 и боковыми внутренними каналами 4, расширитель 5 с керноломом 6, бурильную (колонковую) трубу 7, внутри которой находится столбик керна 8.

Способ бурения реализуется следующим образом. Промывочная жидкость из отстойника 4 насосом 5 через тройник 11, расположенный на обсадной трубе 13 ниже превентора 6, подается в затрубное пространство вначале между стенками обсадной трубы 13 и бурильными трубами 12, а затем между станками скважины и бурильными трубами 12 поступает под рабочий торец алмазной коронки 1 через ее промывочные каналы: боковые наружные 2, внутренние 4 и торцевые 3 (рис. 1) При этом струя жидкости расширяется в поперечных размерах путем присоединения масс окружающей жидкости, обуславливая хороший обмыв забоя с удалением выбуренной породы и способствуя уменьшению со-

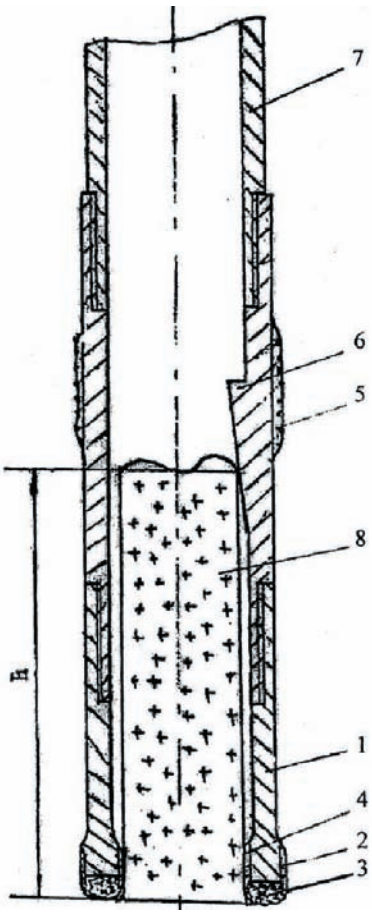


Рис. 2. Буровой снаряд с керноломом.
1 – алмазная коронка;
2 – наружные боковые промывочные каналы;
3 – торцевые промывочные каналы;
4 – внутренние промывочные каналы;
5 – алмазный расширитель; 6 – кернолом;
7 – колонковая труба; 8 – керн;
h – длина столбика керна.

противления поступления породы в центральные каналы и расходу осевой нагрузки в большой степени на деформацию породы. Далее промывочная жидкость попадает в коронку 1, омывает керн 8 и, после скалывания его керноломом 6 примерно на равные по длине столбики, выносит их при равномерной скорости восходящего потока внутри бурильных труб 12 через отводную трубу 9 сальника 8 в желоб 10, за керном следует вынос шлама. Так происходит бесперебойное углубление ствола скважины при высокой производительности без зашламования и пробкообразования до проектной глубины.

Общий объем экспериментального бурения этим способом составил около 12000 м на одном из участков, представленных андезитобазальтами со средней категорией по буримости – 7,5. Применялась колонна бурильных труб ССК-59 и алмазные коронки К-01 и К-02. Скважины бурились глубиной до 200 м. Производительность бурения составляла от 1200 до 1650 м/мес. Несмотря на то, что породы были достаточно монолитные, размер кусков не превышал 10-15 см, что позволяло транспортировать их на поверхность без особых проблем. При углах наклона скважин до 40° количество промывочной жидкости составляло около 70 л/мин. При бурении более крутых скважин (до 60°) оно возрастало до 120 л/мин. Основная проблема заключалась в том, что когда на забое откалывался кусок керна длиной 30 см и более, то скорость его движения по колонне была намного ниже, чем скорость движения более мелких обломков шлама. Это приводило к подклинке керна внутри колонны бурильных труб. Одним из способов ликвидации такого осложнения было кратковременное переключение промывки с обратной на прямую. Если её ликвидировать не удавалось, то приходилось поднимать колонну бурильных труб до места подклинки и выбивать застрявший керн.

По породам более высоких категорий по буримости (8-10) эта технология бурения была недостаточно производительна из-за частых подклинок керна в бурильной колонне. Но после создания кернолома, обеспечивающего рациональный размер кусков керна, появилась возможность эффективно использовать её по твёрдым породам. При этом использовался превентор, конструкция которого позволяет надежно герметизировать устье скважины при давлении до 40 атм. Размеры кусков керна не превышали 10-12 см.

Испытания подтвердили, что предложенный новый способ позволяет исключить операции спуско-подъема керноприемной трубы, повысить на 200-400 метров в месяц производительность бурения на буровую бригаду, существенно снизить себестоимость работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент № 2 386 005 Способ бурения крепких пород с гидротранспортом керна и буровой снаряд для его осуществления. Будюков Ю.Е., Спирин В.И., Анненков А.А., Евсеев В.Н., Наумов О.А. - опубл: 10.04.2010 Бюл. № 10.
2. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный породоразрушающий инструмент. – Тула: «Гриф и К», 2005. – 288 с.
3. Будюков Ю.Е. Создание и производство специального алмазного бурового инструмента. – М.: МГП «Геоинформмарк», 1993.

УДК 622.691.4:666.972:620.179.16

Предложения по совершенствованию входного контроля труб с бетонным покрытием

А.И. Попова - аспирант
(Ухтинский государственный технический университет)

Все чаще для сооружения подводных переходов магистральных газо- и нефтепроводов и строительства участков в заболоченной местности используются трубы с балластным покрытием.

Балластное покрытие на стальные изолированные трубы наносится теперь и в России, на Московском трубозаготовительном комбинате (МТЗК). Трубы с балластным покрытием диаметром до 1420 мм широко используются по всей территории России.

Проекты, реализованные с использованием труб производства ОАО МТЗК:

- МНП Варандейского нефтяного терминала Ø 820 х 21 (47 км);
- подводный переход МГ Бованенково-Ухта через Байдарацкую губу Ø 1219 х 27 (92 км, в т.ч. с тепловой изоляцией и дополнительной балластировкой – 4,2 км);
- МГ Джубга-Лазаревское-Сочи Ø 530 х 15 (151 км);
- подводный переход МГ Сахалин-Хабаровск-Владивосток через пролив Невельского (Сахалин) Ø 1020 х 27 (42 км);
- МГ Ø 1020 х 15 район Шексна заболоченная местность укладка с бровки;
- подводный переход через р. Цна Ø 1020 х 15мм, строительство методом протаскивания.

Объекты, на которых использовались трубы с бетонным покрытием представлены на рис. 1.

На строительных площадках трубы подлежат входному контролю с целью подтверждения качества трубной продукции и вывода труб с бетонным покрытием, имеющим какие-либо дефекты из числа используемых строительных конструкций в «изолятор брака».

Дефектом считают отклонения свыше предусмотренных техническими условиями и требованиями проекта. Очевидно, что часть дефектов бетонного слоя может представлять из себя посторонние включения (наполнитель не стандартного размера, шлак, любые предметы, не предусмотренные технологией), часть дефектов, напротив, характеризуется пустотами, это поры большего размера, чем это предусмотрено технологией, трещины различной формы и размеров, сколы, выбоины, отшелушивание. К дефектам отнесем и изменение структуры бетона, это не нормативная прочность, влажность, твердость и другие характеристики. Классификация дефектов бетона по виду и форме приведена на рис. 2. По значимости дефекты разделим на критические, значительные и малозначительные. По возможности устранения – устранимые своими силами на месте строительства, устранимые при участии завода изготовителя, и не устранимые. Трубы с неустранимыми дефектами, можно списать для использования в береговой части, если обнаруженные отклонения позволяют такое использование или отбраковать окончательно.

Деформации полимерной оболочки, её механические повреждения (сквозные и поверхностные) и отклонения в геометрических размерах и массе свыше указанных в ТУ при их наличии могут быть выявлены при существующем порядке входного контроля:

- визуальный контроль включает осмотр наружной и внутренней поверхности;
- измерительный контроль включает замеры веса в воде и на воздухе, измерение геометрических размеров, толщины слоев, овальности и прямолинейности элементов конструкции;
- несплошность и адгезия изоляции к стальной поверхности трубы проверятся с учетом результатов визуального контроля;
- состояние бетона проверяется постукиванием с целью определения пустот под полимерной оболочкой.

Для надежной работы трубопровода кроме основных - балластирующих (утяжеляющих) свойств трубы необходима высокая степень стойкости к любым внешним механическим воздействиям разнонаправленного характера, которая может быть обеспечена высоким качеством бетонного слоя и защитного покрытия. А качество бетона покрытия труб в настоящее время принимается по сертификатам завода изготовителя практически «на веру».

Готовые изолированные трубы, перед процессом нанесения утяжеляющего слоя на заводе проходят стопроцентный контроль качества, состояние основного металла стальной трубы и наружного антикоррозионного покрытия будем считать удовлетворяющим требования к качеству, повреждения основного металла возможны исключительно на открытых (не обетонированных) концах труб на длине до 150 мм. А верхний защитный слой и слой балластирующий может получить дефекты и как в процессе изготовления, так и в процессе транспортировки или в случае не соблюдения условий хранения. Поэтому предлагаю добавить к существующему порядку контроля дефектоскопию бетона. В случае, когда поверхность бетона не доступна для сплошного контроля, предлагаю, как минимум проводить определение прочности на открытой поверхности бетона с обоих торцов конструкции.

Для обнаружения дефектов в бетоне предлагается использовать приборы, основанные на ультразвуковом методе. Их часто используют, как дефектоскопы, так как помимо

прочности можно получить еще и сведения о глубине образовавшихся трещин, найти пустоты, арматуру, произвести более глубокий анализ конструкции. Ультразвуковой метод контроля прочности бетона основан на измерении прибором времени прохождения ультразвукового импульса в материале от излучателя к приемнику. Скорость распространения ультразвука в бетоне зависит от его плотности, упругости, от наличия дефектов (трещин, пустот), определяющих прочность и качество. Современные приборы позволяют выявлять дефекты, определять прочность, плотность и модуль упругости строительных материалов, а также звуковой индекс абразивов по предварительно установленным градуировочным зависимостям данных параметров от скорости распространения УЗК.

Сложность нашего объекта исследования состоит в том, что мы не имеем двустороннего подхода к бетонному слою, а доступная поверхность к тому же скрыта под металлополимерным слоем толщиной 6-8 мм.

Для осуществления контроля качества бетона балластного покрытия предлагается в условиях строительной площадки использовать ультразвуковой метод определения прочности бетона в сочетании с методом отрыва со скалыванием для контроля прочности бетонного покрытия трубы. Для практической реализации предложенного способа предлагается внести изменения в методику определения прочности по ГОСТ 17624-87 Приложение 7 «Методика экспертного контроля прочности бетона в строящихся и эксплуатируемых конструкциях и сооружениях» [1]. А именно, в условиях строительной площадки предлагается сочетать ультразвуковой метод определения прочности бетона с методом отрыва со скалыванием для более точной тарировки ультразвуковых приборов. Считаясь неразрушающим методом, метод отрыва со скалыванием по своей сущности является разрушающим, так

а)

б)

в)

г)

д)

Рис. 1. Объекты применения труб с бетонным покрытием
А – переход через реку Цна; Б – переход через Байдарацкую губу; В – участок газопровода в районе Шексна; Г – газопровод Джубга-Лазоревское-Сочи; Д – нефтепровод до Варандейского терминала.

Рис. 2. Классификация дефектов бетона по виду и форме.

как прочность бетона оценивается по усилию, необходимому для разрушения небольшого объема бетона, что позволяет наиболее точно оценить его фактическую прочность. Поэтому этот метод рекомендуется не только для определения прочности бетона неизвестного состава, но и может служить для построения градуировочных зависимостей для других методов неразрушающего контроля. О практическом применении предложенного способа можно будет прочесть в статье «Практическая реализация ультразвукового метода определения прочности бетона в сочетании с методом отрыва со скалыванием для входного контроля обетонированной трубы» опубликованной в журнале «Трубопроводный транспорт: Теория и практика» [2].

В случае, когда поверхность бетона не защищена металлополимерной оболочкой, появляется возможность контролировать качество бетона по всей поверхности конструкции и выявить пустоты и положение арматуры по аномальному отклонению параметров УЗ волн. Кроме того, при обнаружении трещин можно определить их глубину, проведя несколько замеров и не сложный расчет.

Объект нашего внимания – труба с бетонным покрытием – изготавливается по ТУ 1394-033-04005951-2008 «Трубы с балластным покрытием в металлополимерной защитной оболочке, в том числе с протекторами, для подводных трубопроводных систем» и ТУ 1394-035-04005951-2008 «Трубы с балластным покрытием в металлополимерной оболочке, для газопроводов в обводненной и заболоченной местности, на подводных переходах». В технических условиях прописаны допустимые отклонения от заданных параметров. Входной контроль обязан выявить превышения этих отклонений, гарантируя при этом, что при сооружении магистрального газопровода будут использоваться только качественные трубы.

Применение метода отрыва со скалыванием для градуировки ультразвукового прибора позволяет получить достоверный результат без испытания кернов. Расширение контролируемых параметров при осуществлении входного контроля труб с бетонным покрытием этапом дефектоскопии бетона способствует повышению качества используемых строительных конструкций. Таким образом, внедрение предложения по совершенствованию входного контроля приближает нас к цели: обеспечить надежность опасного производственного объекта на протяжении всего срока эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 17624-87. Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. Разраб. Министерством промышленности строительных материалов СССР. Утв. и введен в действие Постановлением Государственного строительного комитета СССР от 26.12.86 № 67, взамен ГОСТ 17624-78, ГОСТ 24467-80. Введен в действие 01.01.88.

2. Попова А.И. Практическая реализация ультразвукового метода определения прочности бетона в сочетании с методом отрыва со скалыванием для входного контроля обетонированной трубы. // Трубопроводный транспорт: Теория и практика. М.: ОАО «ВНИИСТ», 2012. - №2.

VI научная конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Молодые – наукам о Земле»

А.В. Жданов – канд. г.-м. наук, зам. декана (МГРИ-РГГРУ)

С 21 по 23 марта 2012 г. в Российском государственном геологоразведочном университете имени Серго Орджоникидзе проходила шестая международная межвузовская конференция «Молодые – наукам о Земле». В работе конференции приняло участие более 500 молодых ученых, аспирантов и студентов ВУЗов горно-геологического профиля из Москвы, Санкт-Петербурга, Владивостока, Тюмени, Томска, Новосибирска, Казани, Ростова-на-Дону, Иркутска, Владикавказа, Твери, Миасса, Петрозаводска, Ухты, Уфы, Екатеринбурга, Читы, Мурманска, Сыктывкара, Красноярска, Улан-Удэ, Омска, Липецка, Белгорода и других городов (всего из 35 городов и регионов). Особенно приятно отметить активное участие в работе

конференции молодых специалистов предприятий реального сектора экономики со всех регионов России. Статус международной конференции подтверждается участием специалистов из ближнего и дальнего зарубежья: Алжира, Китайской Народной Республики, республики Таджикистан, Украины, республики Беларусь, Кот-д'Ивуара, республики Казахстан, союза Мьянма, республики Узбекистан (всего 14 стран).

Оргкомитет конференции под руководством ректора МГРИ-РГГРУ проф. Лисова В.И. провел огромную подготовительную работу. Все основные моменты работы конференции своевременно отражались на сайте Университета, проводилась рассылка материалов участникам конференции. На пленарном заседании Оргкомитетом конференции была вынесена особая благодарность соучредителям конференции, в качестве которых выступили: Министерство образования и науки РФ, Министерство природных ресурсов и экологии РФ, Федеральное агентство по недропользованию, Российскую академию образования, Российское геологическое общество, Российский фонд фундаментальных исследований, Ассоциацию геологических организаций России, Российскую академию естественных наук, Академию горных наук, Международную академию минеральных ресурсов, Российский университет дружбы народов (Инженерный факультет).

Открытие конференции было проведено 21 марта. На пленарном заседании, которое вел руководитель научно-инновационного комплекса МГРИ-РГГРУ О.С. Брюховецкий выступили 6 докладчиков, среди которых не только известные ученые, но и представители молодого поколения специалистов: студент Кодыров Ш.Ш. и аспирантка Университета Лукашенко С.В. Были зачитаны приветствия от: Президента «Союза недропользователей «Недра»» С.М. Курбатова, коллектива Департамента по недропользованию по Центральному федеральному округу, подписанное начальником отдела геологических основ недропользования П.Н. Тихомировым, начальника геологической службы «Касимовского управления хранения газа» С.Л. Костикова, Министерства природных ресурсов, экологии и благоустройства Калужской области в лице министра В.И. Жипа, Фонда «Образование и Культура» в лице генерального директора В.Б. Хромова.

На пленарном заседании присутствовало более 400 человек; иногородних 95, зарубежных представителей 14, из Москвы и Московской области — 371 человек. Активное участие в заседании приняли студенты — более 300 человек. На пленарном заседании присутствовали 38 докторов наук, 31 профессор, 27 кандидата наук, 19 доцентов, 35 действительных членов и членов-корреспондентов различных общественных академий.

Среди докладов пленарного заседания необходимо отметить обстоятельность и остроту доклада вице-президента Российского геологического общества, заслуженного геолога России Левона Вагановича Оганесяна «Исторические уроки и современные проблемы государственной геологической службы». Рассмотренная ретроспектива и современное состояние геологического изучения недр и геологической службы страны были аргументированы цифровым материалом и сопровождались глубоким анализом проблемы. Автором были предложены и вынесены на обсуждение не только личные инициативы по решению рассмотренных проблем, но и контентное наполнение столь необходимого и ожидаемого геологической общественностью страны Закона «О геологической службе и геологическом изучении недр». В заключении пленарного заседания О.С. Брюховецкий поблагодарил участников за активную работу, пожелал успехов и информировал о дальнейшей программе конференции.

Работу конференции освещали корреспонденты отраслевых и городских газет и журналов, представители интернет изданий.

В первый день конференции в фойе актового зала была организована выставка литературы руководителей ведущих научных школ РГГРУ, на которой молодые ученые могли пообщаться с авторами и получить в подарок экземпляр книги с автографом. С основными научными направлениями ВУЗа знакомили информационные плакаты кафедр, были организованы экскурсии в геолого-минералогический музей.

С 21 по 23 марта в аудиториях МГРИ-РГГРУ проводились секционные заседания конференции. Несмотря на кажущееся небольшое количество секций, их работа охватывала основные проблемы горно-геологической науки. Расширение информационного наполнения каждой секции позволило молодым специалистам не только апробировать свои научные достижения перед широким кругом специалистов, но и пополнить свой кругозор по основным вопросам смежных дисциплин.

На секционных заседаниях было представлено более 270 устных и стендовых докладов.

Всего прошло 24 заседания секций и подсекций, на заседании некоторых секций присутствовало до 130 участников. Всего в работе конференции участвовали более 900 специалистов различных областей минерально-сырьевого комплекса России. Наибольший интерес участников конференции привлекли секции: S-VIII «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», возглавляемая профессором А.А. Никитиным (130 чел.), затем следует секция S-XIV «Экономического и правового обеспечения рационального недропользования», руководимая профессорами В.И. Лисовым и З.М. Назаровой (97 чел.).

Таким образом, данная конференция позволила обсудить, предать гласности и ввести в научный оборот огромный научный и практический материал. Важность проведенного мероприятия определяется, в том числе и его воспитательным значением при подготовке молодых научных кадров.

Необходимо отметить, что конференция полностью оправдала свое название. Большая часть материалов, представленных молодыми исследователями инновационные, и имеющие большое практическое значение. Как пример, основой для доклада С.М. Аксенова «Изоморфизм Fe^{2+} и Mg в октаэдрической позиции осумилита-(Mg)» послужили материалы дипломного проектирования, за которое автору постановлением Президиума РАН присуждена медаль Российской академии наук для студентов высших учебных заведений. Отдельные доклады были выделены в качестве тем для кандидатских и докторских диссертаций, а также рекомендованы как фундаментальный задел для научно-исследовательских работ молодых ученых.

Среди основных итогов прошедшей конференции можно выделить: активизация научной деятельности преподавателей, научных сотрудников, аспирантов и студентов Университета; обмен опытом молодых ученых из учебных, научно-исследовательских и производственных организаций России и стран ближнего и дальнего зарубежья; популяризация научного творчества среди студентов и молодых ученых МГРИ-РГГРУ; расширение научных связей с различными отечественными и зарубежными организациями.

Лучшие доклады участников конференции были рекомендованы к печати в ряде ведущих отечественных журналов и готовятся к опубликованию в сборнике избранных трудов конференции.

26 июня 2012 г. исполняется 50 лет Валентину Владимировичу Коваленко, специалисту в области бурения нефтяных и газовых скважин, Генеральному директору буровой компании ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

В.В. Коваленко родился в 1962 г. в Азербайджане в г. Баку. В 1984 году закончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова по специальности бурение нефтяных и газовых скважин. По окончании института ему была присвоена квалификация горного инженера.

Профессиональную деятельность В.В. Коваленко начал ещё студентом в 1982 году, в период прохождения производственной практики в Морском управлении разведочного бурения «Булла» производственного объединения «Каспбурнефтепром» - помощником бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения нефтяных и газовых скважин. Молодым специалистом В.В. Коваленко работал в Кюрсангинском управлении буровых работ объединения «Азнефть», куда был принят бурильщиком 5 разряда.

Вся трудовая деятельность Валентина Владимировича связана с нефтяной промышленностью, в частности с бурением нефтяных и газовых скважин. Долгое время он работал на нефтяных и газовых месторождениях Крайнего Севера. В различное время занимал должности инженера-технолога, ведущего инженера-технолога, главного технолога, главного инженера управления буровых работ.

В 2009 г. В.В. Коваленко был назначен Генеральным директором общества с ограниченной ответственностью «Л-Бурение».

С 2010 г. и по настоящее время Валентин Владимирович является Генеральным директором ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

За годы работы Валентин Владимирович завоевал авторитет и уважение среди специалистов и руководителей нефтегазовой отрасли. Высокий профессиональный уровень опытного руководителя - Валентина Владимировича Коваленко во многом способствуют стабильной работе многопрофильной компании ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

Уважаемый Валентин Владимирович!

Примите самые тёплые и сердечные поздравления с юбилеем!

От души желаем Вам успехов, плодотворной работы, здоровья и сил для достижения поставленных целей!

Крепкого здоровья и счастья вам и Вашим близким!

Редакционная коллегия журнала «Инженер-нефтяник», коллеги, друзья.

Аннотации статей

УДК 553.98 (47+57)

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ И МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗРАБАТЫВАЕМОМ НЕФТЕГАЗОВОМ ПЛАСТЕ (С. 5)

Сергей Игоревич Добрынин
Леонид Захарович Бобровников
Сергей Владимирович Головин
Дмитрий Викторович Мелаев

МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: sd-taurus@yandex.ru

В статье рассмотрен тензорный вариант сейсмоэлектромагнитного метода, который предназначен для определения объема нефтегазового флюида в залежи перед её разбуриванием, мониторинга и оценки объемов нефтегазового флюида, оставшегося в эксплуатируемом объекте после интенсивной гидродинамической обработки.

Ключевые слова: скважина; проницаемость; нефтеотдача; сейсмоэлектромагнитный эффект; нефтегазовая залежь.

УДК 553.98

ВОЗМОЖНЫЕ РЕСУРСЫ МАТРИЧНОЙ НЕФТИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (С. 10)

Евгений Алексеевич Гладков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Томск, пр. Ленина, 30
Тел. (3822) 56-34-70

В статье рассмотрены основные гипотезы происхождения нефти, приведено теоретическое обоснование возможным ресурсам матричной нефти в Восточной Сибири, приуроченных к залежам трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов. Обоснована теоретическая возможность образования матричной нефти в результате деформационно-метасоматического преобразования первоначальных карбонатных отложений, при участии гидротермальных процессов.

Ключевые слова: нефтеобразование; нефть; гелий; матричная нефть; нефтегазовый бассейн; запасы.

УДК 550.822.1

ГЕОСОЛИТОНЫ И НЕФТЬ ПОВОЛЖЬЯ (с. 15)

[1]Михаил Данилович Малыхин
[2]Ирина Владимировна Малыхина
[1]Самарский государственный технический университет
443100, Самара, ул. Молодогвардейская, 244
Факс. (846) 278-44-00
[2]ЗАО «Самара–Нафта»
443110, Самара, ул. Лесная,23, корп. 49
Тел.: (846) 273-33-22

В статье рассмотрены вопросы образования залежей углеводородов, обусловленные дегазацией Земли.

Ключевые слова: нефтеобразование; нефть; гелий; матричная нефть; нефтегазовый бассейн; запасы.

УДК 622.24

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫНОСА ПЕСКА НА АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (с. 18)

Павел Сергеевич Жихор,
Георгий Тигранович Вартумян,
Алексей Тимофеевич Кошелев

Кубанский государственный технологический университет – КубГТУ
350000 Краснодар, Красная, 135
E-mail: pszhikhor@mail.ru

Проведен анализ существующих методов предотвращения выноса песка контролированием депрессии или притока для условий Анастасиевско-Троицкого месторождения (АТМ). Проведены расчеты и экономическая оценка эффективности работы скважин на докритических режимах и даны рекомендации по применению на АТМ.

Ключевые слова: Анастасиевско-Троицкое месторождение; предотвращение выноса песка; суффозия; сползание горной породы; метод Вазири; критические параметры работы скважины; критический радиус.

УДК 622.276.1/.4:622.243.24

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПОЛОЖЕНИЯ СТВОЛОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТЕ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (с. 21)

[1]Равиль Рустамович Ибатуллин
[1]Арслан Валерьевич Насыбуллин
[2]Дияра Талгатовна Киямова
[1]ТатНИПИнефть
423236 Россия, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
Тел. 85594 78-627
[2]Альметьевский государственный нефтяной институт
423450 Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: Dilyara-new@yandex.ru

В данной работе были произведены расчеты моделей однородных и неоднородных пластов. Рассматривались различные взаимные расположения скважин в элементе разработки, состоящем из двух добывающих и нагнетательной скважины. По результатам расчетов были определены оптимальные взаимные расположения стволов скважин для всех рассмотренных типов пластов.

Ключевые слова: добывающая скважина; нагнетательная скважина; гидродинамическая модель; проницаемость; кровля пласта; подошва пласта; горизонтальный ствол.

УДК 622.244.5:622.248.33:622.244.49:532.11

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ И ВЫБОР ИХ РАЦИОНАЛЬНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ (с. 27)

Андрей Арианович Яковлев
Мария Владимировна Турицына

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
Тел.: (812) 328-82-01

Проведено исследование технологических и реологических свойств газожидкостных промывочных смесей. Предложены составы растворов для приготовления газожидкостных смесей в соответствии с предъявляемыми требованиями.

Ключевые слова: бурение скважин; первичное вскрытие; аномально низкие пластовые давления (АНПД); промывка; газожидкостные смеси (ГЖС); реологические свойства.

УДК 621.031/075.80/

ДИНАМИКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ГЛУБОКОМ БУРЕНИИ (с. 32)

Лев Капитонович Горшков

Санкт-Петербургский государственный горный университет
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
E-mail: maneb@mail.ru

Динамическая устойчивость колонны бурильных труб (КБТ) определяет эффективность и экологичность сооружения глубоких скважин. При турбинном бурении, когда КБТ не вращается, опасны резонансы при продольных колебаниях колонны, при роторном и колонковом видах бурения резонансы и с ними потери устойчивости могут иметь место, как при продольных, так и крутильных колебаниях КБТ. Приводится методика решения частотных уравнений для вынужденных колебаний КБТ и определения резонансов, а также даются рекомендации по обеспечению динамической устойчивости КБТ для основных видов бурения глубоких скважин.

Ключевые слова: динамика; бурильная колонна; глубокое бурение; резонанс и его предупреждение.

УДК 622.24.053.8

СОВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И РАЦИОНАЛЬНАЯ ОТРАБОТКА ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН (с. 36)

Владимир Иванович Сёмин
Анатолий Андреевич Цыбин

ОАО НПО «Буровая техника»
115114, Москва, Летниковская ул., д. 9
Тел.: (495) 221 61 71
Факс: (495) 660 30 70
E-mail: reception-bt@integra.ru

В статье представлены пути повышения эксплуатационных характеристик конических резьбовых соединений (КРС) бурильных труб на основе натурных испытаний образцов на статическую прочность, на усталость и герметичность. Акцент делается на разработанную методику расчета и проектирования оптимальной конструкции КРС, исходя из начальных условий, заданных диаметральных габаритов, а также возможность анализа прочности и герметичности стандартного соединения в зависимости от действующих различных технологических факторов и условий эксплуатации. Предложены конструктивные и технологические способы повышения основных технических характеристик КРС.

Ключевые слова: коническое резьбовое соединение; бурильный замок; методика расчета; сопротивление усталости; прочность; герметичность; натурные испытания; оптимизация конструкции; допустимая нагрузка.

УДК 622.24.053

БЫСТРОРАЗЪЁМНОЕ ГЕРМЕТИЧНОЕ СОЕДИНЕНИЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ И СПОСОБ ЕГО СБОРКИ-РАЗБОРКИ (с. 38)

Леонид Артёмович Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования»
460026 Россия, г. Оренбург, пр. Победы, 118.
E-mail: Lachinjan56@gmail.com

Приведено описание быстроразъёмного герметичного соединения насосно-компрессорных труб (НКТ), состоящее трех деталей: ниппеля, муфты и втулки. Ниппель с муфтой контактируют по гладким коническим поверхностям и скрепляются между собой охватываемой ниппель втулкой, навинчиваемой на муфту посредством резьбы, что ускоряет и облегчает процесс сборки-разборки соединения, а также предохраняет контактные поверхности соединения от разрушения, так как труба при этом не вращается. Высокая прочность и герметичность обеспечивается благодаря предварительному напряжению на контакте конических поверхностей ниппеля с муфтой.

Ключевые слова: насосно-компрессорные трубы (НКТ); резьба; ниппель; муфта; упругость; натяг.

УДК 622.24.674.054

ДОЛОТО С РАВНОМЕРНЫМ ИЗНОСОМ ЛОПАСТИ (с. 41)

Дмитрий Николаевич Башкатов

ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (РГГРУ)
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Рассмотрен механизм износа лопасти долота в процессе бурения. Предложен математический алгоритм для расчёта профиля лопасти равного износа.

Ключевые слова: лопастное долото; износ; режим разрушения; профиль; абразивные; резец.

УДК 622.24.063.2

ВРЕМЕННАЯ ЗАВИСИМОСТЬ ПРОЧНОСТИ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ДИЭЛЕКТРИКОВ, МЕХАНОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ЭФФЕКТ П.А. РЕБИНДЕРА (с. 43)

Виктор Дмитриевич Евсеев

Томский политехнический университет - ИПР
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

В статье рассмотрен эффект П.А. Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков в связи с механоэлектрическими преобразованиями: появлением свободных электрических зарядов на сторонах растущих в диэлектриках трещин при их механическом нагружении и релаксацией этих зарядов через разрушаемый диэлектрик и через жидкость, в присутствии которой происходит разрушение. Жидкость вызовет снижение прочности диэлектрика только тогда, когда будет способна ускорить ход релаксационного процесса, проникая в полость растущей трещины.

Ключевые слова: эффект Ребиндера; диэлектрик; электрический заряд; прочность; горная порода; понизитель твёрдости.

УДК 622.248.051.64

НОВЫЙ СПОСОБ БУРЕНИЯ С ГИДРОТРАНСПОРТОМ КЕРНА (с. 47)

[1]Юрий Евдокимович Будюков
[1]Василий Иванович Спирин
[2]Олег Анатольевич Наумов

[1]ОАО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие»
300026, г. Тула, ул. Скуратовская, 98
Тел.: (4872) 50-25-24
E-mail: nigp-tula@mail.ru
[2]ГРЭ «Бурятзолоторазведка»
670034, г. Улан-Уде, ул. Хахалова, 12б
Тел. (3012) 48-02-91

Рассмотрена технология отбора керна с выносом кернового материала потоком промывочной жидкости. Описано устройство, реализующее такой способ бурения. Предложенный способ бурения исключает операции спуско-подъёма керноприемной трубы для извлечения кернового материала.

Ключевые слова: бурение; гидротранспорт керна; алмазная коронка; одинарная колонна бурильных труб; восходящий поток; углубка скважины; кернолом.

УДК 622.691.4:666.972:620.179.16

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ ТРУБ С БЕТОННЫМ ПОКРЫТИЕМ (с. 51)

Алена Ивановна Попова

«Ухтинский государственный технический университет»
169300 Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: alen.popowa2011@yandex.ru

Для сооружения подводных переходов магистральных газо- и нефтепроводов и строительства участков в заболоченной местности широко используются трубы с балластным покрытием. В статье предлагается дополнить входной контроль труб с бетонным покрытием этапом дефектоскопии бетона, а в частности добавить контроль прочности бетонного покрытия.

Ключевые слова: магистральный трубопровод; труба с бетонным покрытием; контроль качества бетона.

VI НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЁНЫХ «МОЛОДЫЕ – НАУКАМ О ЗЕМЛЕ» (с. 53)

Алексей Владимирович Жданов

ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (РГГРУ)
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

С 21 по 23 марта 2012 г. в Российском государственном геологоразведочном университете проходила шестая международная межвузовская конференция «Молодые – наукам о земле». Секционные заседания конференции охватывали основные проблемы горно-геологической науки. Расширение информационного наполнения каждой секции позволило молодым специалистам не только апробировать свои научные достижения перед широким кругом специалистов, но и пополнить свой кругозор по основным вопросам смежных дисциплин.

Ключевые слова: конференция; пленарное заседание; МГРИ-РГГРУ; молодой исследователь.

INNOVATIVE TECHNOLOGY FOR HYDROCARBON RESERVE ESTIMATION AND MONITORING OF WORKING O&G SEAM (p. 5)

Sergejj Igorevich Dobrynin
Leonid Zakharovich Bobrovnikov
Sergejj Vladimirovich Golovin
Dmitrijj Viktorovich Melaev

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: sd-taurus@yandex.ru

The article discusses tensor variation of seism electromagnetic method intended to determine O&G fluid volume of formation before its drilling-out, monitoring and estimation of fluid volume remained in formation developed after its intensive hydrodynamic treatment. **Key words:** well: permeability; oil recovery; seism electromagnetic effect; O&G as reservoir.

POSSIBLE RESOURCE OF MATRIX OIL IN EASTERN SIBERIA (p. 10)

Evgenijj Alekseevich Gladkov

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
Phone: (3822) 56-34-70

The article covers the main hypothesis of matrix oil origin. The theoretical validation of matrix oil resources associated with fractured and cavernous carbonate reservoirs Demonstrated theoretical possibility of matrix oil evolution as a result of deformation-metasomatic reconversion of original carbonate deposits under hydrothermal process. **Key words:** oil generation; oil; helium; matrix oil; Oil/Gas basin; reserves.

GEOSOLITONS AND OILS OF VOLGA REGION (p. 15)

[1]Mikhail Danilovich Malykhin
[2]Irina Vladimirovna Malykhina

[1]Samara State Technical University
office 314, 244 Molodogvardeyskaya str., Samara State Technical University, Samara 443100, Russia
Fax: (846) 278-44-00
[2]Closed-Type Joint Stock Company Samara-Nafta
23 Ul. Lesnaya, building 49, Samara, 443110, Russia
Phone: (846) 273-33-22

This article refers to information about a conception of forming oil deposits as a result of Earth's degassing. **Key words:** geosoliton; zone's destruction; Earth's degassing; carry over energy and substance; high-frequency seismic prospecting.

WELL OPERATION ENHANCEMENT WHILE SAND PRODUCTION FOR THE ANASTASIEVSKO-TROICKOE FIELD (p. 18)

Pavel Sergeevich Zhikhor,
Georgijj Tigranovich Vartumjan,
Aleksejj Timofeevich Koshelev

Kuban State Universiti of Technology
135, Krasnaja str., Krasnodar, 350000, Russia
E-mail: pszhikhor@mail.ru

Analysis of existing approaches to prevent sand production based on underbalance or inflow control for Anstasievsko-Troickoe field is given. Calculations and economical efficiency of wells operation on precritical parameters were done. Advice and recommendations were given. **Key words:** Anstasievsko-Troickoe field; sand production exclusion; suffusion; rock creeping; Vasiri approach; critical operation well parameters; critical radius.

HORIZONTAL AND MULTILATERAL HORIZONTAL WELLS. WELLBORES POSITIONING OPTIMIZATION BASED ON HYDRODYNAMIC SIMULATION (p. 21)

[1]Ravil' Rustamovich Ibatullin
[1]Arslan Valer'evich Nasybullin
[2]Dijara Talgatovna Kijamova

[1]TatNIPIneft
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
Phone: 85594 78-627
[2]Al'met'evsk State Oil Institute
2, Lenin str., Al'met'evsk, Republic of Tatarstan, 423450, Russia
E-mail: Dilyara-new@yandex.ru

Homogeneous and heterogeneous reservoirs models calculations were made. Different well arrangements were considered within the development element comprising two production wells and one injection well. According to calculation results appropriate well arrangements for all reservoirs types were defined. **Key words:** production well; injection well; reservoir simulation model; permeability; formation top; formation bottom; horizontal wellbore.

RESEARCH OF PROPERTIES OF LIQUID-GAS MIXTURES AND THE CHOICE OF THEIR RATIONAL STRUCTURES FOR PRIMARY DRILLING-IN FOR LAYERS WITH ABNORMALLY LOW PRESSURE (p. 27)

Andrejj Arianovich Jakovlev
Marija Vladimirovna Turicyna

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
Phone.: (812) 328-82-01

Processing characteristics of the fluids, the kinetics of liquid-gas mixtures and their rheological properties are investigated. Formulations of fluids for make-up liquid-gas mixtures according to shown requirements are offered. **Key words:** well drilling; primary drilling-in; abnormally low pressure; circulation; liquid-gas mixtures; rheological properties.

THE DYNAMICS OF BHA WHILE DEEP DRILLING (p. 32)

Lev Kapitonovich Gorshkov

Saint-Petersburg State Mining Institute
Vasilievsky ostrov, 21 st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia
E-mail: maneb@mail.ru

Dynamic stability of drilling string (DS) defines effectiveness and ecological compatibility of constructing deep wells. Under turbodrilling, when DS isn't rotating, there is danger of resonances under column's longitudinal vibration. Under rotary and core drilling resonances and instability might be both under longitudinal and torsion pulsing of DS. The article discusses methodology of solution of frequency equations for DS's forced vibrations and methodology for defining of resonances. Also there are recommendations about providing of DS's dynamic stability for main types of deep wells' drilling. **Key words:** dynamics; drill strind; deep drilling; resonance and its prevention.

MODERN METHODS FOR DESIGN AND RATIONAL RUNNING OF TAPER THREAD TOOL JOINTS AS A WAY TO ENHANCE EFFICIENCY OF O&G WELL CONSTRUCTION (p. 36)

Vladimir Ivanovich Semin
Anatolijj Andreevich Cybin

JSC Scientific Production Association "Burovaya Tekhnika", Moscow, Russia
9, Letnikovskaya str., Moscow, Russia
Тел.: + 7(495) 221 61 71
Факс: +7(495) 660 30 70
E-mail: reception-bt@integra.ru

The article discusses the ways to increase the operational characteristics of drillpipe taper thread connection (TTC) on the basis of large-scale natural tests of samples on static strength, fatigue strength and tightness. The focus of investigation is the developed calculation and design of the optimal TTC design procedure, based on initial conditions - the given pipe size, as well as on the opportunity of strength and tightness analysis of a standard connection depending on various actual technology factors and operational conditions. Design and engineering ways of TTC basic characteristics increase are offered. **Key words:** taper thread connection; tool joint; design procedure; fatigue strength; robustness; tightness; natural tests; design optimization; operational conditions; admissible load.

LEAK PROOF QUICK CONNECT FOR TUBING AND WAY OF ITS DISASSEMBLY AND ASSEMBLY (p. 38)

Leonid Artjomovich Lachinjan

ZBO Drill Industries, Inc.,
118, Lenina prospect, Orenburg, 460026, Russia
e-mail: Lachinjan56@gmail.com

Description of leak proof quick connect for tubing is given. It consists of three pieces: pin, box and sleeve. Pin and box have smooth conical face contact and are fastened with female coupler. The sleeve receives the female coupler. That accelerates and facilitates disassembly and assembly and prevents surface damage because the pipe is not rotated. High strength and leaktightness is provided for prestress of conical face contact (pin x box). **Key words:** tubing; thread; pin; box; resiliency; tightness.

THE BIT BLADE OF UNIFORM WEAR (p. 41)

Dmitrijj Nikolaevich Bashkatov

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

The mechanism of bit blade wear was investigated. The mathematically based algorithm to calculate profile for uniform wear blade. **Key words:** blade drill bit; wear; failure mode; profile; abrasive; cutter.

TIME DEPENDENCY FOR NONORGANIC DIELECTRIC MATERIAL STRENGTH; MECHANOELECTRICAL CONVERSION AND REHBINDER EFFECT (p. 43)

Viktor Dmitrievich Evseev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
Phone: (3822) 56-34-70
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

The article discusses Rehbinder effect when nonorganic dielectric material destroys as a result of mechanoelectrical conversion. Dielectric mechanical fracturing free electricity takes place on fracture walls when mechanical loading and free electricity relaxing through destroyed dielectric and fluid. Destruction takes place in presence of the fluid. The fluid initiates destruction if it can speed up dielectric potential relaxation infiltrating into fractures. **Key words:** Rehbinder effect; dielectric; electric potential; strength; rocks; softener.

NOVEL METHOD FOR COUNTERFLUSH CORE DRILLING (p. 47)

[1]Jurijj Evdokimovich Budjukov
[1]Vasilijj Ivanovich Spirin
[2]Oleg Anatol'evich Naumov
[1]JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»
98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia
Phone.: (4872) 50-25-24
E-mail: nigp-tula@mail.ru
[2]GPE «Burjatzolotorazvedka»
126, Khakhalova str., Ulan-Ude, 670034, Russia
Phone: (3012) 48-02-91

The technology of counterflush core drilling is discussed. Apparatus to realize the method is described. The method eliminates core barrel trips to remove core from barrel. **Key words:** drilling; core counterflush; diamond bit; mono-drill string; upward flow; core breaker.

OFFERS ON PERFECTION OF THE ENTRANCE CONTROL OF PIPES WITH A CONCRETE COATING (p. 51)

Alena Ivanovna Popova

Ukhta State Technical University
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: alen.popowa2011@yandex.ru

To construct submerged crossing of the main pipelines and constructions of sites of pipelines in boggy terrain pipes with a ballast covering are often used. Our proposal is to add the entrance control of pipes to the stage of concrete defectoscopy, and in particular to add the control of strength of a concrete coating. **Key words:** the main pipeline; a pipe with a concrete coating; quality assurance of concrete.

VI SCIENTIFIC CONFERENCE OF STUDENTS, POSTGRADUATES AND YOUNG SCIENTISTS: YOUNG SPECIALISTS FOR GEOSCIENCES (p. 53)

Aleksejj Vladimirovich Zhdanov

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: zam-nich@msgpa.ru

From March 21 till March 23 VI international interacademic scientific conference YOUNG SPECIALISTS FOR GEOSCIENCES took place at Russian State Geological Prospecting University. Break-out sessions of the conference covered all the problems of mining-and-geological science. Information content expansion allowed young specialists not only submit their scientific achievements to specialist community but also broaden their scientific outlook for main points of allied subjects. **Key words:** conference; plenary meeting; MGRI – RSGPU; young researcher.

Наиболее полная картина отраслевых технологий

В 2012 году через Агентство Роспечать продолжается подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» - наш подписной индекс - 35836

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116
Факс: (495) 543 9612